

# Инженер-нефтяник

№3'2008

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

*Новые методы повышения нефтеотдачи пласта*

*Проблемы охраны недр при ликвидации скважин*

*Задача нефтегазового оборудования от коррозии*

*Методы улучшения очистки ствола горизонтальной скважины*

*Вероятностный подход к развитию трещин гидоразрыва пласта*



Интегрированный буровой сервис



## ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- разработка и согласование с заказчиком программ подбора и отработки долот при бурении роторным способом, с применением ГЗД, и с отбором керна;
- подбор и поставка комплекта долот шарошечных и PDC, технологическое сопровождение при бурении интервала или всей скважины;
- инженерное сопровождение процесса отбора керна при бурении роторным способом и забойным двигателем с применением усовершенствованных керноотборных устройств;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, ГЗД и отбора керна с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения.

## ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

- полный комплекс технологического обеспечения проводки ствола скважины по проектному профилю с ориентированием и установкой клина отклонителя в наклонном или вертикальном участке обсаженной скважины, вырезание окна в обсадной колонне и бурение бокового ствола;
- навигационное сопровождение направленного бурения с проведением резистивиметрии и гамма-каротажа с использованием телесистем GEOLINK(UK), Губит, ЗИС-4ЭМ.

## ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

- разработка оптимальной рецептуры бурового раствора для конкретной скважины;
- поставка химических реагентов и приготовление бурового раствора;
- разработка программы по буровому раствору;
- контроль параметров и технологическое сопровождение бурового раствора в процессе бурения с использованием лабораторного оборудования по стандартам API.

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- разработка проектно-сметной документации 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;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения.



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

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

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

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

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

5	Ликвидация скважин и мероприятия по охране недр Сазонов А.А.	23	Гидромеханика потока промывочной жидкости в местах локального исправления ствола скважины Куликов В.В., Калинин А.Г.
9	Управление проектами строительства скважин Балаба А.В.	26	Выбор рационального режима работы забойного пульсатора Тунгусов С.А.
12	Практика и перспектива применения плазменно-импульсного воздействия на пласти для повышения степени извлечения нефти Молчанов А.А., Агеев П.Г.	28	Показатель целесообразности ввода виброзащитного устройства в компановку низа бурильной колонны Ганджумян Р.А., Сердюк Н.И., Ба Салех С.С.
14	Вероятностный подход к расчету образования и развития трещин гидроразрыва пласта Гнездов А.В., Важинский Ф.И., Гилаев Р.Г., Вартумян Г.Т.	31	Влияние выноса шлама на устойчивость КНБК на проектной траектории при бурении тангенциального интервала профиля субгоризонтальной скважины Повалихин А.С., Шатровский А.Г.
16	Вопросы и способы снижения сил сопротивления при бурении горизонтальных скважин Молоканов Д.Р., Буслаев Г.В.	34	К вопросу о механизме взаимодействия полимерных реагентов в составе полимер-глинистых буровых растворов Кудайкулова Г.А.
18	Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины Куликов В.В.	38	Эффективность «холодного» цинкования в борьбе с коррозией нефтегазового оборудования Субботина О.Ю., Карпеев Н.Н.
19	Анализ факторов, обуславливающих эффективность транспортирования шлама в горизонтальных скважинах при использовании газожидкостной смеси Соловьев Н.В., Малухин Н.Г., Соловьев Е.Н.	41	Развитие бурowego дела (продолжение) Калинин А.Г.

Учредитель научно технического журнала «Инженер-нефтяник»: 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

Редакционный совет:

**Повалихин Александр Степанович** – д.т.н., начальник департамента 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз» (научный редактор);

**Литвиненко Владимир Стефанович** – д.т.н., профессор; ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института;

**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 РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

**Нечаев Владимир Иванович** – генеральный директор 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз»

**Потапов Александр Григорьевич** – д.т.н., профессор; заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» 000 «ВНИИГАЗ»;

**Соловьев Николай Владимирович** – д.т.н., профессор; заведующий кафедрой геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе.

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № ФС77-32379 от 09.06.2008

Руководитель информационно-рекламной группы А.В. Дубасов.

Адрес редакции: 127422 Россия, Москва, Дмитровский проезд, дом 10.

Телефон редакции: (495) 543-91-16.

Факс: (495) 543-96-12.

Адрес электронной почты: [povalihin@ids-corp.ru](mailto:povalihin@ids-corp.ru).

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров нефтегазовой отрасли России, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

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



# Ликвидация скважин и мероприятия по охране недр

А.А. Сазонов

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

Период «жизни» эксплуатационной скважины колеблется от нескольких лет до нескольких десятков лет в зависимости от её назначения и дебита, который в процессе эксплуатации скважины, снижается, и наступает момент, когда скважина становится нерентабельной. В этом случае встает вопрос о выводе такой скважины из действующего фонда с последующей консервацией или ликвидацией.

Основной задачей работ по ликвидации скважин является охрана недр. Под охраной недр подразумевается недопущение загрязнения подземных пресных вод минерализованными пластовыми водами, нефтью и химическими реагентами, бесконтрольных перетоков пластовых вод в нефтегазоносные пласты и, наоборот, нефти и газа – в водоносные пласты, а также недопущение загрязнения нефтеносных пластов промывочными жидкостями, жидкостями глушения (или их компонентами), тампонажными растворами и т.п.

Задача охраны недр решается перекрытием отложений горных пород геологического разреза колоннами обсадных труб (спуском кондуктора, эксплуатационной колонны) и качественным цементированием спущенных в скважину колонн обсадных труб. Однако, на практике по разным причинам (в т.ч. из-за допущенных отклонений от проектных решений при бурении, креплении, цементировании, освоении и ремонте скважин) имеют место случаи негерметич-

ности колонн обсадных труб. При этом из-за низкого качества крепи скважины формируются перетоки флюидов за обсадными колоннами.

В разрезе отложений нефтегазовых месторождений могут выделяться два различных по своим гидрогеологическим особенностям водоносных этажа – верхний и нижний.

Разрез осадочного чехла Западно-Сибирского мегабассейна в целом подразделяется на два гидрогеологических этажа.

Верхний (кайнозойский) этаж, сложенный олигоцен-четвертичными породами, на большей части бассейна находится в зоне активного водообмена, содержит воды инфильтрационного генезиса.

Нижний гидрогеологический этаж, включающий горные породы от меловых отложений до кристаллического фундамента, относится к зоне затрудненного водообмена. Он надежно изолирован от влияния поверхностных факторов, имеет мощность 2-3 км и более, содержит воды с минерализацией обычно 10-30 г/л. Все выявленные залежи нефти и газа приурочены к данному гидрогеологическому этажу.

Техногенные загрязнения подземных пресных вод могут быть углеводородными, химическими и тепловыми.

Загрязнение пресных подземных вод выражается в увеличении их минерализации, повышении содержания нетипичных для них компонентов (хлоридов, сульфатов, кальция, железа и др.), появлении в воде не свойственных им веществ (неорганических и органических), изменениях

температуры, содержании кислорода или величины pH, появлении запаха, окраски, микроорганизмов и т.д.

Химические загрязнения подземных вод проявляются в увеличении их общей минерализации, в росте концентраций отдельных макро- и микрокомпонентов, в появлении в подземных водах не свойственных им минеральных и органических соединений. Наиболее часто встречающиеся виды химического загрязнения подземных вод – хлоридные, сульфатные, ПАВ, тяжелые металлы и др.

Тепловое загрязнение выражается в увеличении температуры подземных вод против фоновых загрязнений. Тепловому загрязнению сопутствуют, как правило, уменьшение содержания кислорода в воде, изменение ее химического и газового состава, «цветение» воды и увеличение содержания в воде микроорганизмов. Тепловое загрязнение подземных пресных вод может произойти при внедрении вод нижележащих горизонтов вследствие заколонных перетоков пластового флюида. Если концентрация загрязнителя в воде превышает фоновую, но не достигает предельно-допустимой концентрации (ПДК), то свойства воды находятся в пределах нормы и наблюдаемые изменения не препятствуют её использованию для хозяйствственно-питьевых нужд. Опасная стадия загрязнения – это когда концентрация загрязнителя достигает ПДК и выше. Загрязнение становится особенно опасным, если загрязненные участки расположены в густонаселенных районах, вблизи действующих или проектируемых водозаборов.

Углеводородное (нефтяное) загрязнение подземных пресных вод происходит благодаря растворимости компонентов нефти в воде в очень широких пределах – от высокой (низкомолекулярные карбоксильные соединения, фенолы, азотистые основания и др.) до весьма низкой, составляющей  $10^{-4}$  мг/л и менее (по данным ряда исследователей, растворимость нефти в воде составляет от 30 до 40 мг/л). При насыщении воды нефтепродуктами содержание их в воде превышает ПДК на несколько порядков. Опасность нефтяного загрязнения для подземных вод увеличивается вследствие весьма ограниченных возможностей их самоочищения от растворенной нефти и нефтепродуктов.

Если произвести ликвидацию скважин без устранения заколонных перетоков, то в дальнейшем вертикальная инверсия пластовых флюидов может привести к непредсказуемым последствиям для недр. Отсюда вытекает очень важное требование к ликвидируемым скважинам: перед ликвидационными работами должны быть проведены геофизические исследования (высокочувствительная термометрия, АКЦ) с целью выявления интервалов заколонных перетоков и мест негерметичности эксплуатационной колонны. При обнаружении указанных дефектов они должны быть устраниены до проведения работ по ликвидации скважин. При ликвидации скважин по техническим причинам не допускается переток нижних, минерализованных пластовых вод в вышележащие пласти, содержащие пресные воды.

Надежная охрана недр при ликвидации наклонно-направленных (ННС) и горизонтальных скважин (ГС) обеспечивается выполнением следующих технико-технологических решений и природоохранных мероприятий:

- геофизические исследования (высокочувствительная термометрия, АКЦ) с целью выявления интервалов заколонных перетоков и мест негерметичности эксплуатационных колонн;
- ликвидация обнаруженных интервалов заколонных перетоков и мест негерметичности эксплуатационных колонн до начала работ по ликвидации скважин;
- проведение изоляционно-ликвидационных работ с установкой противовывбросового оборудования (ПВО) над устьем скважины;
- определение плотности промывочной жидкости и жидкости глушения согласно п.2.7.3.3 «Правил безопасности в нефтегазовой промышленности» [1];
- марка цемента и параметры тампонажных растворов для установки цементных мостов определяются требованиями, учитывающими горно-геологические условия и техническое состояние скважины;

• количество и интервалы установки цементных мостов определяются в соответствии с «Инструкцией о порядке ликвидации...» [4] для вертикального участка скважины и в соответствии с методикой, приведенной в настоящей статье.

Работы по ликвидации скважин с учетом результатов проверки их технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды. Планы должны быть согласованы с территориальным органом Федерального агентства по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Во всех случаях ликвидаций скважин право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаются за пользователем недр. Расходы на эти работы, кроме случаев, предусмотренных законодательством, несет предприятие-пользователь недр или владелец. Учет, ежегодный контроль за состоянием устья ликвидируемой скважины и необходимые ремонтные работы при обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр осуществляют пользователь недр.

Вопросы ликвидации скважин различного назначения не нашли должного отражения в технической литературе. Необходимость разработки общих подходов к ликвидации скважин, технологии установки ликвидационных мостов, определение оптимального места их установки для обеспечения качественного перекрытия возможных зон нефтегазопроявления и расчеты высоты цементного моста, а также вопросы экологической безопасности при проведении изоляционно-ликвидационных работ являются предметом рассмотрения настоящей статьи.

Различное состояние фонда скважин на месторождениях Западной Сибири в настоящее время не позволяет предложить единую методику ликвидации скважин, поскольку основным вопросом, который приходится решать в период начала ликвидационных работ, является состояние обсадной эксплуатационной колонны скважины, износ которой может быть весьма значительным и составлять по разным оценкам от 30 % до 50 %.

Изношенность обсадной колонны является главным фактором, определяющим основные параметры ликвидационного моста, его высоту и место установки. В некоторых случаях существует необходимость установки цементных мостов не только в зоне продуктивного пласта и в башмаке кондуктора, как это предусматривается инструкцией [4], но и в зоне, где износ обсадных труб значительный и где есть вероятность прорыва флюида

внутрь обсадной колонны. В этом случае установка изоляционно-ликвидационных мостов одна из главных задач, которую приходится решать в процессе ликвидации скважины.

Необходимо отметить, что в связи с ростом количества ННС и ГС, которые в отличие от вертикальных скважин имеют более короткий «жизненный» цикл, проблема их ликвидации будет со временем приобретать все большую актуальность.

В отличие от вертикальных скважин технология ликвидации ННС и ГС значительно сложнее. Если в вертикальных скважинах при их ликвидации достаточно установить цементный мост (ЦМ) в зоне перфорации на 20 метров выше и ниже соответственно верхнего и нижнего уровня расположения перфорационных отверстий, то в ННС и ГС возможно потребуется установка ЦМ с перекрытием всего участка ствола, который расположен в продуктивном пласте.

Технология установки ЦМ в горизонтальном участке скважины требует нового подхода к расчету места его расположения, линейной протяженности и, самое главное, эффективности перекрытия призабойной зоны. Расчеты, проводимые при установке ЦМ во время проведения ликвидационно-изоляционных работ для ННС и ГС будут в значительной степени отличаться от существующих в настоящее время.

Рассмотрим возможные варианты установки ликвидационных мостов в продуктивной зоне, где расположен наклонно-направленный или горизонтальный участок ствола скважины.

В этой зоне, как правило, располагается «цельноразмерная» эксплуатационная колонна или «хвостовик» при раздельном вскрытии продуктивного пласта. Диаметр «хвостовика» и «цельноразмерной» обсадной колонны будет определять объем тампонажного раствора, который необходимо закачать при проведении изоляционно-ликвидационных работ в горизонтальный участок скважины (или наклонно-направленный участок, если скважина наклонная).

Таким образом, основная задача, которую необходимо решить при ликвидации скважины, заключается в создании ликвидационного моста, расположенного в продуктивной зоне пласта, прочность которого будет достаточна при воздействии пластового флюида и, следовательно, будет определяться остаточным внутристволовым давлением. При этом необходимо учитывать влияние соседних скважин, расположенных в непосредственной близости от ликвидируемой скважины. Если на месторождении, где предполагается провести ликвидацию ННС или ГС, намечается

строительство новых скважин или проведение восстановления скважин путем зарезки бокового ствола, то необходимо учитывать изменение градиента давления, которое может оказаться влияние на эффективность установки ликвидационного моста в продуктивной зоне.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири используются тампонажные портландцементы бездобавочные (тип ПЦТ I) по ГОСТ 1581-96, предназначенные для низких и нормальных температур (15-20°C), умеренных температур (51-100°C) и повышенных температур (101-150°C).

При низкой температуре горных пород в интервале установки цементного моста в тампонажный раствор добавляется ускоритель начала схватывания (хлористый кальций и т.п.).

При высокой температуре горных пород в интервале установки цементного моста сроки схватывания тампонажного раствора регулируют введением лигносульфонатов (ССБ, КССБ и др.) или комплексонов — нитрилоритиметилфосфоновой кислоты (НТФ) и оксиэтилиденитифосфоновой кислоты (ОЭДФ) или ее производных. Содержание замедлителей в тампонажных растворах определяют в лабораторных условиях применительно к заданным температурам и давлениям в скважине.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается [3].

При повышенных требованиях к свойствам ЦМ рекомендуется использовать высококачественные цементы типа ПЦТ-I-G.

К ЦМ предъявляются определенные требования по долговечности, герметичности, прочности, а также по высоте и глубине расположения, которые диктуются конкретными геолого-техническими условиями. Требования к надежности, долговечности, прочностным свойствам и герметизирующей способности ЦМ соответствуют требованиям, предъявляемым к крепи скважин.

Если при испытании на прочность ЦМ не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность ЦМ зависит от высоты и состояния поверхности контактов: «тампонажный раствор — стенка скважины», «тампонажный раствор — внутренняя поверхность колонны». Для обеспечения герметичности и несущей способности ЦМ рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) бурового раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой

целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении протяженности цементного моста в горизонтальном участке ствола скважины исходят из требования 100% перекрытия проницаемого пласта мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Для ННС и ГС вводится понятие протяженности ликвидационного моста.

Расчетами определяются следующие основные параметры технологического процесса установки ЦМ: объем тампонажного раствора, требуемая масса цемента, объем и состав буферной жидкости, потребное количество замедлителя или ускорителя схватывания тампонажного раствора, общая продолжительность операции по установке ЦМ.

Продолжительность ( $T$ ) технологического процесса установки ЦМ должна удовлетворять следующим требованиям:

$$T < 0.75 \cdot T_{ЗАГ}$$

где  $T_{ЗАГ}$  — время загустевания тампонажного раствора по консистометру, определяемое при температуре и давлении, соответствующим условиям в скважине при установке моста, час.

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4$$

где  $T_1, T_2$  — время закачки и продавливания тампонажного раствора соответственно, час;

$T_3$  — продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливочной колонны для срезки кровли моста или выхода из зоны тампонажного раствора, час;

$T_4$  — время на подготовку к «срезке» и «срезка» кровли моста до полного удаления из скважины избыточного объема тампонажного раствора, час.

Для установки ЦМ в открытом стволе используют заливочную колонну из стальных бурильных труб (СБТ) или алюминиевых бурильных труб (АБТ), а в обсадной колонне — заливочную колонну из насосно-компрессорных труб (НКТ). При этом в компоновку нижней части заливочной колонны включают секцию беззамковых АБТ длины, которой равна высоте ЦМ.

При подборе рецептуры тампонажного раствора для скважин с высокой температурой важное значение имеет правильное определение динамической температуры в интервале установки ЦМ.

Требуемый объем тампонажного раствора  $V_u$  определяют по формуле [6]:

$$V_u = H \cdot S_c + V_t \cdot (0.02 + C_1 + C_2 + C_3)$$

где  $H$  — проектная высота (протяженность) ЦМ, м;

$S_c$  — площадь сечения ствола скважины (или обсадной колонны) в интервале установки моста (в открытом стволе учитывается кавернозность стенки скважины),  $\text{м}^2$ ;

$V_t$  — внутренний объем заливочной колонны,  $\text{м}^3$ ;

$C_1$  — коэффициент, учитывающий потери тампонажного раствора на стенках труб;

$C_2$  — коэффициент, учитывающий потери тампонажного раствора при смешении на I границе (глинистый раствор — тампонажный раствор);

$C_3$  — коэффициент, учитывающий потери тампонажного раствора при смешении на II границе (тампонажный раствор — глинистый раствор).

Объем продавочной жидкости  $V_p$  вычисляют по формуле:

$$V_p = V_t - H \cdot S_t - V_t \cdot (C_1 + C_3) - V_{B2}$$

$S_t$  — площадь проходного сечения труб в интервале установки моста,  $\text{м}^2$ ;

$V_{B2}$  — объем второй порции буферной жидкости,  $\text{м}^3$ ;

Объемы первой  $V_{B1}$  и второй порций  $V_{B2}$  буферной жидкости рассчитывают по формулам:

$$V_{B2} = V_{B1} \cdot \frac{d_1^2}{(D_c^2 - d_2^2)}$$

$$D_c = D_d \cdot K_{KAB}$$

где  $C_4$  — коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне;

$C_5$  — коэффициент, учитывающий потери буферной жидкости при движении по кольцевому пространству;

$d_1, d_2$  — внутренний и наружный диаметры заливочных труб, соответственно, м;

$D_c$  — средний диаметр ствола скважины, м.

Для участков открытого ствола скважины:

$$D_c = D_d \cdot K_{KAB}$$

где  $D_d$  — диаметр ствола скважины по долоту, м;

$K_{KAB}$  — среднее значение коэффициента кавернозности ствола скважины в интервале установки цементного моста.

Для ГС, законченных спуском «хвостовика», изоляционно-ликвидационные работы следует проводить в той же последовательности, что и для вертикальных скважин, с той лишь разницей, что протяженность ликвидационного моста в продуктивной части ствола скважины должна быть рассчитана по предлагаемой методике.

Особый подход в технологии ликвидации требуют ГС, законченные спуском хвостовика с фильтром. Установку ЦМ

в фильтре хвостовика до настоящего времени не проводили. Однако, вопрос ликвидации указанных скважин также является одним из самых актуальных. В том случае, если имеется возможность извлечение фильтра, то ликвидацию скважины необходимо проводить по действующей методике, определив при этом протяженность ликвидационного моста по приведенной выше методике. В том случае, если извлечение фильтра из горизонтального участка ствола скважины невозможно, то при ликвидации горизонтальной части скважины необходимо предусмотреть вырезание технологических отверстий в зоне башмака «хвостовика» или в верхней части хвостовика, где отсутствует фильтр, т.е. в зоне наличия обсадной колонны то же диаметра, что и фильтр или хвостовик.

Если в промежуток между верхним и нижним ЦМ попадают пласти – коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, то производится цементирование под давлением с установкой ЦМ в колонне, перекрывающего указанный интервал на 20 м ниже и выше зон перфорации с последующей опрессовкой, а также проведением исследований по определению высоты подъема цемента и качества схватывания.

При ликвидации скважин с нарушенной обсадной колонной проводятся исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной. В интервалах, где цементный камень отсутствует установку ЦМ в обсадной колонне необходимо проводить с перекрытием всей повреждённой части обсадной колонны при этом ЦМ должен на 20 м быть выше и ниже этого интервала. После установки ЦМ необходимо провести опрессовку оставшейся части обсадной колонны.

Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной производится путем установки ЦМ в интервалах перфорации и в интервалах смятия колонн на 20 м ниже и на 100 м выше указанных интервалов.

Устье ликвидируемой скважины, обсаженной эксплуатационной колонной, оборудуется заглушкой (или глухим фланцем с вваренным патрубком и вентилем), установленной на кондукторе или технической колонне.

По скважинам, вскрывающим низконапорные, малодебитные пласти ( $K_a < 1$ ), допускается устанавливать консервационные ЦМ в качестве ликвидационных при условии, что мост перекрывает верхние отверстия перфорации не менее чем на 50 м.

Индивидуальный план проведения изоляционно-ликвидационных работ по каждой скважине, подлежащей ликвидации, составляется организацией, производящей работы по ликвидации,

согласовывается с территориальным органом Федерального агентства по экологическому, технологическому и атомному надзору и утверждается пользователем недр.

При наличии межколонных давлений и межколонных перетоков в скважине должны быть предварительно проведены ремонтно-изоляционные работы по отдельным планам до начала проведения работ по ликвидации.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, устраняются по дополнительному плану, утвержденному пользователем недр. На ремонтно-восстановительные работы составляется акт. Отсутствие межколонных перетоков и циркуляции должно быть подтверждено документально.

При установке ЦМ в ликвидируемых ННС и ГС необходимо учитывать требования «Методики расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах», ВНИИКРнефть, 1971 г.

Кровля каждого ЦМ и его прочность проверяются разгрузкой колонны бурильных труб или колонны НКТ на 4-6 т.

При отсутствии в разрезе зон аномально-высокого пластового давления, агрессивных и токсичных вод, а также углеводородсодержащих пластов по усмотрению недропользователя допускается извлечение незацементированной части промежуточной или эксплуатационной колонны.

При установке ЦМ не рекомендуется заполнение ствола скважины солевым раствором ( $\text{NaCl}$  или  $\text{CaCl}_2$ ). При ликвидации скважины не допускается оставление солевого раствора в эксплуатационной и промежуточной колоннах, а также в кондукторе. В эксплуатационной колонне после установки ЦМ цементных мостов допускается наличие только, например, глинистого раствора.

Требования к свойствам промывочной жидкости при установке ЦМ такие же, как и при бурении скважины.

Плотность промывочной жидкости для глушения или промывки скважины при проведении изоляционно-ликвидационных работ должна определяться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину не менее:

10% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);

5% для скважин глубиной свыше 1200 м (интервалов от 1200 м до проектной глубины);

Указанные требования к плотности раствора находятся в соответствии с п.п. 2.7.3.3. «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности...» [1]

При ликвидации ННС, пробуренных для глушения открытых фонтанов и выполнивших свое назначение, которые не могут быть использованы в других целях, в башмаке устанавливается ЦМ высотой 100 м.

## Литература

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. М., 2003г. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003г., № 56; зарегистрированы в Минюсте РФ 20.06.2003 г., № 4812.
- Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. РД 39-133-94. М., НПО «Буровая техника», 1994.
- Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. М., 1999, Утв. Постановлением Госгортехнадзора России №80 от 31.12.98.
- Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами. Госгортехнадзор России, № 33 от 02.06.1999.
- Правила ведения ремонтных работ в скважинах. РД-153-39-023-97. Минтопэнерго России от 18.08.97 г., введены в действие 01.11.97.
- Ашрафян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989, ISBN 5-247-01058-2.
- Сазонов А.А. Ликвидация скважин различного назначения, учебное пособие, «МАКС Пресс», 2007, ISBN 978-5-317-02122-1.



# Управление проектами строительства скважин

Балаба А.В. (Национальный институт нефти и газа)

Современная организация строительства скважин основана на привлечении недропользователем для выполнения работ и предоставления услуг сервисных компаний, для которых данный вид деятельности является приоритетным или основным (аутсорсинг). Движущей силой этого процесса является, прежде всего, стремление сократить издержки производства. Предполагается, что недропользователь может выбирать себе подрядчиков на конкурсной основе и, таким образом, получать качественные услуги по оптимальной цене. Однако это справедливо в случае развитого конкурентного рынка буровых услуг, который в настоящее время находится еще в стадии становления. Конкурентная среда как фактор постоянного совершенствования деятельности сервисных компаний практически не сформирована. Следует также отметить, что неудовлетворительная эффективность и результативность деятельности сервисных компаний обусловлена, главным образом, недостатками системы организации производственной деятельности, как в конкретной сервисной компании, так и в компании-заказчике. Так, в 2004 году в ОАО «Газпром» основными причинами высокой аварийности и брака при выполнении работ по строительству скважин с привлечением сервисных компаний и, как

следствие, невыполнения плановых заданий, явились [1]:

- слабая техническая оснащенность буровых предприятий и удаленность баз производственного обеспечения;
- отсутствие выходного и входного контроля используемых обсадных труб и материально-технических ресурсов;
- отсутствие у сторонних подрядчиков квалифицированных специалистов-буровиков;
- неудовлетворительная организация буровых работ.

Как видим, эти причины имеют общую природу – они обусловлены неудовлетворительной организацией процесса строительства скважин. В условиях аутсорсинга недропользователь окружает себя большим количеством подрядчиков и субподрядчиков, выполняющих разнообразные виды деятельности. Кроме них в деятельности по строительству скважин участвуют и другие заинтересованные стороны, например инвесторы, страховщики, органы государственного надзора и контроля. Действия всех участников строительства скважины необходимо планировать, координировать и контролировать. В силу этого недропользователь нуждается в создании специального структурного или функционального органа. Из зарубежной практики известны различные формы организации взаимодействия

недропользователя с сервисными компаниями. Постоянно совершенствуясь, они прошли последовательно путь от традиционных взаимоотношений (недропользователь работает напрямую с буровым подрядчиком), через альянс и интегрированные услуги к альянсу по управлению интегрированным проектом [2]. Таким образом, отечественному бурению не следует «изобретать велосипед». Необходимо использовать имеющийся зарубежный опыт, разумеется, с учетом нашей специфики. Тем более, что практически все международные стандарты по этой проблематике уже принятые в России в качестве национальных. Например, ГОСТ Р ИСО 10006-2005 (ISO 10006:2003) идентичен международному стандарту ИСО 10006:2003 «Системы менеджмента качества – Руководство по менеджменту качества при проектировании» (ISO 10006:2003). Стандарт представляет собой руководство по менеджменту качества при проектировании. В нем выделены принципы и методы управления качеством, применение которых важно для достижения целей менеджмента качества, и дополняет руководящие указания ИСО 9004.

В общем случае под проектом понимают объект инвестиций. В международных стандартах ИСО серии 9000 проект определен как уникальный процесс, состоящий из совокупности скоординированной и управляемой

деятельности с начальной и конечной датами, предпринятый для достижения цели, соответствующей конкретным требованиям, включающий ограничения сроков, стоимости и ресурсов. Более практическим, на наш взгляд, является определение управления проектом как деятельности, направленной на реализацию проекта с максимально возможной эффективностью при заданных ограничениях по времени, денежным средствам и ресурсам, а также качеству конечных результатов проекта.

Следует отметить, что основные элементы проекта (рис. 1) являются взаимозависимыми и изменения одного из них приводят к изменению других. Поэтому управление проектом (менеджмент проекта) подразумевает планирование, организацию, мониторинг, контроль и регистрацию всех аспектов проекта, поощрение его участников для достижения целей проекта.

нию финансовых средств, по отклонениям по срокам и бюджету от планов;

- управление отклонениями (несоответствиями) – анализ, мониторинг и принятие решений по рискам, проблемам и изменениям в проекте;
- завершение проекта – анализ результатов проекта, расформирование рабочих групп и административное завершение проекта.

Относительно административного управления проектом существуют различные точки зрения. Традиционная схема предполагает, что буральное предприятие выполняет функции генерального подрядчика, управляет проектом и отвечает за конечный результат – законченную строительством скважину.

Принцип договора генерального подряда используется и в варианте, предложенном авторами статьи [4]. Однако генеральным подрядчиком в этом случае является инженерное подразделение, сформированное на осно-

деятельность подрядчика, например, давать подрядчику указания о том, как следует организовать работу на объекте, какие методы и приемы ведения работ нужно применять и т.п. Однако, если подрядчик ведет работы с нарушением обязательных правил, в том числе содержащихся в договоре строительного подряда, указания заказчика об устранении выявленных нарушений носят для подрядчика обязательный характер.

Все шире используется схема, при которой управление проектом строительства скважины, в том числе принятие технологических решений, берет на себя недропользователь. Для этого создается подразделение, осуществляющее изложенный выше набор процессов и соответствующих им процедур управления проектом строительства скважины, включая технологическое (инженерное) управление. В этом случае буровой супервайзинг как надзор заказчика за реализацией проекта теряет смысл, хотя в большинстве случаев эту деятельность, по-прежнему считают супервайзингом.

Конечным результатом проекта, и соответственно его целью, является законченная строительством скважина, качество которой, а также сроки выполнения работ и их стоимость соответствуют рабочему проекту на строительство скважины или договору генерального подряда. При этом следует отметить, что общепризнанными являются два аспекта понятия качества в управлении проектом: качество процессов проекта и качество проектируемой продукции (в нашем случае – скважины). Несоблюдение требований к какому-либо из этих взаимосвязанных аспектов может иметь существенное влияние на проектируемую продукцию, участников проекта, а также организацию, занимающуюся разработкой проекта.

Для обеспечения качества должна применяться сквозная система менеджмента качества, то есть, по нисходящей – от недропользователя к подрядчикам и субподрядчикам, от головного проекта (разработки месторождения) к соподчиненным (проектам строительства скважин). В таком же порядке должна осуществляться и оценка соответствия проектов.

Создание и поддержка качества процессов и проектируемой продукции требуют системного подхода. При этом, проект строительства скважины как система должен рассматриваться состоящим из функционально и структурно обособленных подсистем, образующих ряд устойчивых иерархических уровней управления для достижения конечной цели. Непосредственно строительство скважины выполняет буровая бригада, поэтому частью



Рис.1. Взаимосвязь элементов управления проектом

Набор процессов и соответствующих им процедур управления проектами строительства скважин может выглядеть достаточно традиционно [3]:

- запуск проекта – определение объема работ, формирование организационной структуры проекта, определение основных этапов проекта, формирование календарно-ресурсного плана, составление расписания проекта, планирование контроля и отчетности;

- выбор подрядчика и заключение контракта – формирование запроса на проведение работ, анализ предложений и выбор подрядчика путем тендерных процедур, подготовка, согласование и утверждение контракта;

- мониторинг и анализ реализации проекта (оценка соответствия) – сбор информации и формирование отчетов по объемам выполненных работ в натуральном выражении и в процентах к общему объему работ, по расходова-

ванию проектного института, разработавшего рабочий проект на строительство скважины. По замыслу авторов статьи при строительстве скважины должны быть задействованы два основных исполнителя: инженерное подразделение, осуществляющее по договору генерального подряда проектирование и инженерное управление строительством скважины, и буровой подрядчик. За конечный результат отвечает генеральный подрядчик.

В обеих рассмотренных схемах недропользователь (заказчик) осуществляет надзор за ходом проекта в форме бурового супервайзинга. Полномочия недропользователя при этом определяются в договоре подряда и ограничены рамками статьи 748 Гражданского кодекса РФ. В частности, осуществляя надзор за выполнением работ, заказчик не должен вмешиваться в оперативно-хозяйственную

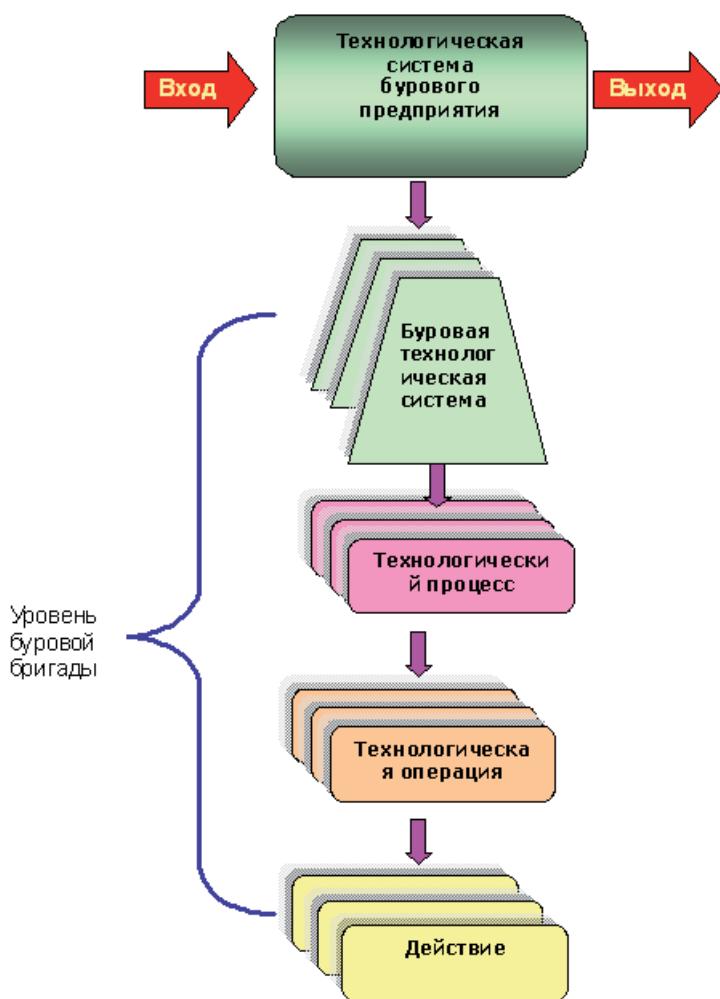


Рис. 2. Иерархическая структура технологической системы бурового предприятия

системы бурового предприятия является технологическая система этого подразделения – буровая технологическая система (БТС) [5]. Она представляет собой совокупность функционально взаимосвязанных средств технологического оснащения, предметов производства и исполнителей для выполнения в регламентированных условиях производства технологических процессов и операций по строительству скважины (рис. 2).

Состав и структура буровой технологической системы, условия производства, режим работы регламентируются проектной (рабочий проект на строительство скважины), технологической (технологические регламенты на выполнение отдельных технологических процессов, работ), эксплуатационной и другой технической документацией. Изменение этой документации приводит к соответствующему изменению технологической системы.

Постоянное усложнение производственных, технических, организационно-экономических систем обусловило необходимость широкого внедрения компьютерных (информационных) технологий и применения специальных средств описания, проектирования и анализа

таких систем. Для удовлетворения этой потребности была разработана методология IDEF, позволяющая исследовать структуру, параметры и характеристики таких систем. Общая методология IDEF состоит из трех частных методологий моделирования, основанных на графическом представлении систем:

- IDEF0 – методология функционального моделирования. С помощью наглядного графического языка IDEF0 изучаемую систему можно представить в виде набора взаимосвязанных функций (функциональных блоков – в терминах IDEF0). IDEF0 используется для создания функциональной модели, отображающей структуру и функции системы, а также потоки информации и материальных объектов, связывающие эти функции. Как правило, моделирование средствами IDEF0 является первым этапом изучения любой системы;

- IDEF1 применяется для построения информационной модели, отображающей структуру и содержание информационных потоков, необходимых для поддержки функций системы;
- IDEF2 позволяет построить динамическую модель меняющихся во

времени поведения функций, информации и ресурсов системы.

Основу методологии IDEF0, составляет графический язык описания (моделирования) систем, обеспечивающий точное и лаконичное описание моделируемых объектов, удобство использования и интерпретации этого описания [6]. Графический язык облегчает взаимодействие и взаимопонимание системных аналитиков, разработчиков и персонала изучаемого объекта, т.е. служит средством информационного общения большого числа специалистов и рабочих групп, занятых в одном проекте. Особо следует подчеркнуть, что язык может генерироваться рядом инструментальных средств машинной графики (разработаны программные продукты, поддерживающие разработку и анализ моделей – диаграмм IDEF0).

Единообразное представление явлений и событий, происходящих в моделируемых системах, в виде функциональных блоков является большим достоинством графического языка IDEF0. С этой точки зрения методология IDEF может служить основой для моделирования буровой технологической системы в целях управления строительством конкретной скважины и для мониторинга и контроля хода реализации проекта, то есть бурового супервайзинга.

### Литература

1. Рябоконь А.А. Анализ техники и технологии строительства скважин в ОАО «Газпром»// Вестник ассоциации буровых подрядчиков, № 1, 2005. – С. 5-8.
2. Принятие бизнес-решений по разведке и разработке месторождений через комплексное управление интегрированными проектами (IPM)/Ж. Борк, Ф. Тернер, С. Гомерсалл и др.// Нефтегазовое обозрение Шлюмберже, Лето 1998.
3. Товб А.С. Управление проектами: стандарты, методы, опыт. – М.: Олимп-бизнес, 2005.
4. Повалихин А.С., Близнюков В.Ю., Лаптев Н.Н. Контроль и совершенствование проектных решений при строительстве скважин // Инженер-нефтяник. – 2007, № 2. – С. 7-8.
5. Промышленная безопасность строительства и реконструкции скважин // Балаба В.И., Василенко И.Р., Владимиров А.И. и др. Научное издание. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2006.
6. Методология функционального моделирования IDEF0 (РД IDEF0-2000). – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000.

# Практика и перспектива применения плазменно-импульсного воздействия на пласты для повышения степени извлечения нефти

А.А. Молчанов (Санкт-Петербургский Государственный горный институт)  
П.Г. Агеев (ЗАО «Новас»)

Высокие цены на нефтепродукты на мировом рынке, растущие потребности промышленности в энергоносителях требуют получения максимального количества углеводородов при минимальных затратах.

Современные методы разработки нефтяных месторождений системой пробуренных скважин при всей их огромной экономической эффективности и быстрой окупаемости капиталовложений обладают существенным недостатком, заключающимся в том, что степень выработки пласта даже при самых благоприятных условиях не превышает 50 % геологических запасов, а из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (низкопоровые и низкокпроницаемые коллекторы, содержащие высоковязкие нефти) колеблется от 2% до 10%.

Возрастающие потребности промышленности в углеводородах обусловили необходимость внедрения новых передовых технологий для повышения степени нефтеотдачи пластов, которая характеризует полноту извлечения нефти и определяет эффективность методов разработки и эксплуатации нефтяных залежей. Увеличение суммарного отбора углеводородов из продуктивных пластов всего на несколько процентов позволяет получить дополнительно миллионы тонн нефти и газового конденсата.

Для интенсификации добычи нефти и газа, повышения нефтегазоотдачи пластов на разных этапах разработки месторождений углеводородов широко применяются различные по эффективности технологии и методы воздействия.

Известные методы воздействия на пласт имеют существенные недостатки, так, например, закачка больших объемов воды приводит к выпадению неорганических солей в самых пластах и прискважинной зоне, применение кислотной обработки, использование поверхностно-активных веществ (ПАВ), экологически небезопасно и приводит к разрушению нефтепромыслового оборудования. Применение тепловых методов, и особенно внутрипластовое горение, сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка, ростом агрессивности добываемой продукции за счет продуктов горения, образованием в пласте стойких водонефтяных эмульсий и т.п.

Достаточно эффективным стало применение гидроразрыва пластов (ГРП) для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. Благодаря этому воздействию изменяются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта; за счет этого соседние скважины интенсифицируют свой режим работы. Однако эта технология требует значительных затрат, сложного компрессорного оборудования. При проведении гидроразрыва в зонах вблизи водонефтяного контакта (ВНК) наблюдается высокая обводненность продукции.

Среди волновых методов в последнее время отечественными и зарубежными разработчиками значительное внимание уделяется акустическому воздействию на продуктивный пласт. Группа российских ученых, возглавляемая профессором Санкт-Петербургского Государственного горного института А.А. Молчановым, в состав которой входят ученые из Научно-исследовательского института электрофизической аппаратуры (НИИЭФА), а также специалисты российской компании «НОВАС», разработала и внедрила в промышленное производство технологию и аппаратуру плазменно-импульсного воздействия на продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи пласта.

В основу технологии положены принципы нелинейных систем, к которым относятся системы со значительным энергосодержанием и энерговыделением, высокоскоростные, высокотемпературные процессы, колебания и волны со значительной амплитудой.

Особенностью предлагаемой технологии является воздействие не только на призабойную зону, но и на пласт в целом, благодаря глубокому проникновению сейсмоакустической волны в продуктивную залежь.

При этом в пласте происходят следующие процессы:

- разогрев прискважинной зоны;
- ускорение (до 1000 раз) гравитационной агрегации нефти и газа;
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;

**Таблица 1.**

Методы воздействия на продуктивные пласты

Метод воздействия на пласт	Реагент или способ воздействия на пласт
Закачка реагентов	Вода, газ, легкие фракции нефти
Тепловой	Внутрипластовое горение, горючеокислительные смеси
Физико-химический	ПАВ, соляная кислота, щелочные растворы и другие химические реагенты
Волновой	Электромагнитные, вибрационные, сейсмоакустические, импульсные
Механический	Гидроразрыв пласта, разбуривание пласта горизонтальными скважинами
Микробиологический	Активация пластовой микрофлоры



Рис. 1 Схема обработки эксплуатационных скважин производится плазменно-импульсным генератором

- увеличение (в десятки раз) скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;
- возникновение сейсмоакустической эмиссии в породах коллектора, сопровождающейся образованием микротрешин;
- изменение напряженного состояния горных пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Обработка эксплуатационных скважин производится плазменно-импульсным генератором, спускаемым в скважину на стандартном трехжильном кабеле ГК-3 с помощью лебедки каротажного подъемника. По геофизическому кабелю осуществляется питание скважинной аппаратуры электрическим током (220 В), управление работой глубинного блока и контроль режима работы аппаратуры и параметров обработки скважин. Время обработки и количество импульсов воздействия на пласт определяется мощностью, параметрами продуктивного интервала, геологическими особенностями залежи (рис. 1).

Обработка скважин проводится после извлечения из скважины насоса и насосно-компрессорных труб, как правило, во время капитального или профилактического ремонта скважин, и занимает всего 8-10 часов.

Данная технология позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит эксплуатационных скважин, но и за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз «нефть-вода» снизить водосодержание в продукции скважины, увеличить нефтеотдачу пласта. Учитывая, что за счет направленного излучения упругой энергии глубина ее проникновения в пласт достигает несколько сотен метров и более, при обработке эксплуатационной скважины упругое воздействие воспринимают и соседние скважины.

Заметный эффект наблюдается при обработке плазменным методом воздействия нагнетательной скважины. Сфокусирован-

ная упругая энергия, направленная в пласт, очищает каналы и улучшает приемистость нагнетательной скважины в облучаемой части пласта. А поскольку глубина воздействия составляет сотни метров и более, эффект воздействия воспринимают соседние добывающие скважины.

Использование предлагаемой технологии позволяет увеличить нефтеотдачу продуктивных пластов, в том числе месторождений, находящихся в поздней стадии разработки.

Отличительной особенностью данного метода является его высокая эффективность при экономичности, безопасности и экологической чистоте.

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) на пласты прошла опытно-промышленные испытания на нефтяных месторождениях Западной Сибири (Самотлор, Нижневартовск, Приобье), Урало-Поволжья (Туймазинское, Федоровское, Хомутовское, Городецкая, Знаменская площади, Василковское, Шкаповское, Раевское, Шакшинское месторождения) на месторождениях ОАО «Татнефть» – Бавлинское Сабанчинское, ОАО «Удмуртнефть» – Мишкинское месторождение, ОАО «Уральская нефть» – Дмитриевское месторождение, ОАО «Белкамнефть» – Черновское месторождение), а также на северо-восточных и южных месторождениях Китая и Казахстана (Узеньское месторождение).

Технология ПИВ показала высокую эффективность как в песчано-глинистых, так и в сложных карбонатных трещиноватых коллекторах. Так, например, дополнительная добыча в ОАО «Удмуртнефть» в среднем на скважину составила 3,6 т/сут. За 30 суток после обработки было добыто дополнительно 519 т нефти, при этом положительный дебит по жидкости достигнут во всех скважинах, подвергшихся обработке с применением технологии ПИВ.

Эффект сохраняется 9 и более месяцев (согласно результатам, полученным в КНР) с момента проведения ПИВ. Например, за 9 месяцев Северо-Восточная нефтяная компания Китая добыла около 2500 т дополнительной нефти после обработки 6 скважин. При этом, поскольку ПИВ производится на весь продуктивный

пласт, одновременно с повышением дебита обработанной скважины повысился дебит соседних скважин (рис. 2).

При проведении ПИВ на нагнетательные скважины (юг Китая, месторождения ОАО «Башнефть», нефтеносные площади в Нижневартовском районе) значительно увеличилась их приемистость с одновременным снижением давления нагнетания воды и повышением дебита соседних эксплуатационных скважин (рис. 3).

Применение технологии ПИВ для вызова притока жидкости при освоении скважины на Бекетовской площади (ОАО «Башнефть») и на юге Китая позволили за несколько дней вывести скважины на режим эксплуатации. Опытно-промышленные испытания указанного метода с целью увеличения дебита скважин и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов доказали его высокую эффективность, что позволяет продлить жизнь многих месторождений в регионах с развитой инфраструктурой.

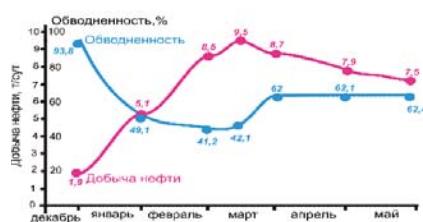


Рис. 2 Динамика изменения дебита и обводненности скважины QK №1-1 (нефтяное управление «Дунбэй», Китай, провинция Цзилинь) после плазменно-импульсного воздействия.

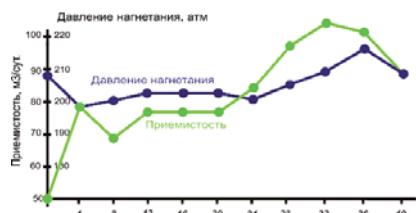


Рис. 3 Изменение приемистости и давления нагнетания скважины №28 (месторождение Матюшканская вертикаль) после обработки зоны фильтра по технологии плазменно-импульсного воздействия.

Основные узлы плазменно-импульсного генератора, методы применения технологии при освоении новых скважин, а также на обводненных и нагнетательных скважинах на месторождениях поздней стадии разработки запатентованы.

Имеется разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № РР-00-14889 на производство аппаратуры и ее применение на месторождениях.



# Вероятностный подход к расчету образования и развития трещин гидроразрыва пласта

А.В. Гнездов (ООО «ГазпромДобыча-Оренбург»),  
Ф.И. Важинский, Р.Г. Гилаев, Г.Т. Вартумян (КубГТУ)

Современные методы расчета давления гидроразрыва пласта и геометрических параметров трещин, предложенные отечественными и зарубежными исследователями, основаны на предположении об однородности пластов по глубине и простиранию. Модели Перкинса-Керна-Нордгрена (РКН), Ги-истрима и де-Клерка (GDK) иногда хорошо согласуются с прогнозами полной трехмерной модели (3D) модели. При введении дополнительных коэффициентов во многих случаях получаются приемлемые для практических расчётов результаты, которые определяются не моделями, а точностью и полнотой исходной информации.

В 60-х годах прошлого века в работе В. Роджерса [1] со ссылкой на Г.Дикинсона приведены кривые изменения пластового и горного давления в зависимости от глубины скважины и типа геологического горизонта.

Те же кривые в виде объемной плотности раствора и обобщенного давления вышележащих пород приведены в работе [2]. Там же представлены варианты определения градиента давления гидроразрыва прямыми и косвенными методами.

Рассмотрение указанных работ, а также результатов гидроразрыва пласта по многим регионам [3, 4] показало, что отношение давления гидроразрыва к глубине (градиент гидроразрыва) для одного и того же пласта является случайной величиной, распределенной по нормальному закону. Естественным является и предположение, что давление развития трещины также является случайной величиной. При этом гидроразрыв пласта и движение трещины происходит по направлениям «наиболее слабого звена», т.е. по естественным микро- и макро- трещинам, образующимся в продуктивных пластах при их формировании. Немалую роль в развитии трещин гидроразрыва играют случайные распределения пористости, проницаемости, нефте- водо- и га-

зонасыщенности в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Например, обработка данных по пористости пород, проведенная в работе [5], показала, что пористость по глубине является случайной величиной, которая описывается односвязной марковской моделью, что является косвенным подтверждением теории слоеобразования А.Колмогорова [5], экспериментально подтвержденной А. Вистелиусом [6]. По нашим расчетам для некоторых месторождений Татарстана получилось, что если керн длиной 25 см имеет пористость 3-10%, то в последующем слое (25 см) пористость с вероятностью 0,29 останется такой же, а с вероятностью 0,38 и 0,34 примет значения 11-18% или 19-26% соответственно.

Таким образом, параметры процесса гидроразрыва пластов (давление, направление развития трещин и их геометрические размеры) являются случайными и предопределены природным механизмами формирования геологических структур в период осадконакопления и постседиментации.

Достоинство работ по математической геологии А. Колмогорова, А. Вистелиуса, С. Романовского, Л. Кноринга, У. Крамбейна, Ф. Грейбилла и др. состоит в том, что законы распределения геологических параметров получены ими аналитически на основании ряда допущений и аксиоматических положений.

К сожалению, дать какие-либо теоретические предпосылки, основанные на аксиомах, для получения законов распределения прочности пород, нефтенасыщенности, проницаемости по нефтегазовому пласту не представляется возможным. Поэтому в дальнейших примерах будем исходить из априори заданных законов распределения.

Пусть давление нагнетания после гидроразрыва является таким, что полудлина щели в случае однородного по прочности пласта могла бы достигнуть контура питания  $R_k$ . Так как пласт неоднородный и встречаются зоны с прочностью выше и ниже среднего значения (однородный пласт), то можно считать, что конец щели разрыва представляет собой точку со случайными координатами  $C(x,y)$ , равновероятно расположенную в круге радиусом  $R_k$ . Если принять центр круга за скважину с координатами  $x=0$  и  $y=0$ , то можно определить математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение длины щели.

Для равновероятного закона плотность распределения равна:

$$f(x,y) = \begin{cases} \frac{1}{\pi \cdot R_k^2}, & \text{если } r \leq R_k \\ 0, & \text{если } r > R_k \end{cases} \quad (1)$$

Тогда в полярных координатах средняя длина щели будет:

$$\bar{l} = \frac{1}{\pi R_k^2} \int_0^{2\pi} d\phi \int_0^R r^2 dr = \frac{2}{3} R_k, \quad (2)$$

Среднеквадратичное отклонение составит  $\sigma = \frac{R_k}{6}$ . Принимая  $R_k = 100$  м, получаем  $\bar{l} = 67$  м, а  $\sigma = \pm 16,7$  м.

Будем считать далее, что развитие трещин происходит по направлениям микро- и макротрещин (слабых звеньев), ориентация которых распределена равновероятно  $0 - \frac{\pi}{2}$  в диапазоне по отношению к оси X. Начальное направление развития трещины в пласте находится в первом квадранте. Средняя длина  $\Delta l$  макротрещины.

Разобъем сектора круга радиусом  $R_k$  на  $n = \frac{R_k}{\Delta l}$  участков как показано на рисунке. Тогда из начальной точки O необходимо случайным образом выбрать направление дальнейшего движения трещины. Так как закон распределения направления выбран равновероятным в диапазоне  $0^\circ$  до

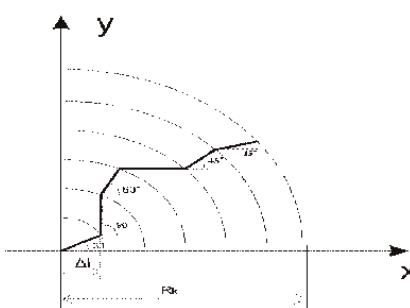


Рис. 1 Траектория развития трещины

$90^\circ$ , то угол наклона к оси X будет также случайным. Обозначая углы наклона последовательности шагов трещины  $\Delta l$  через  $0^\circ - 1; 15^\circ - 2; 30^\circ - 3, \dots, 90^\circ - 6$ , выбираем из таблицы случайных равновероятных случайных чисел [7] в диапазоне от 1 до 6 следующую последовательность: 3; 6; 5; 1; 4; 2. Это означает, что углы наклона равны  $30^\circ, 90^\circ, 60^\circ, 0^\circ, 45^\circ, 15^\circ$ . На рисунке показана траектория движения трещины за 6 шагов. Длина щели примерно равна 116 м, а по прямой составит 100 м. По приведенным выше расчетам максимальная длина составит  $L_{max} = 67 + 3 \cdot 16.7 = 117$  м.

Таким образом, простейшая вероятностная постановка и решение задачи о траектории трещины гидроразрыва свидетельствует о том, что детерминированные модели, принятые в расчетах параметров трещин, являются приближенными. Для одного и того же объема закачки протяженность трещины может оказаться различной. При гидроразрыве контролируется только давление и расход (объем) закачиваемой жидкости, которые несут косвенную информацию о геометрии трещин гидроразрыва. Эта информация входит в расчетные формулы для определения параметров плоской и симметричной относительно оси скважины трещины. Мониторинг направления развития трещин практически невозможен, т.к. нет обратной связи, а оперативное управление проведением гидроразрыва в таких условиях невозможно. Это приводит к тому, что говорить об успешности ГРП можно только после пуска скважины в эксплуатацию. Этим обстоятельством пользуются некоторые сервисные компании, когда неудачи ГРП относят к ошибкам в исходных геолого-физических данных, предоставляемых заказчиком.

В заключение необходимо отметить, что геолого-физические поля переменны во времени и в пространстве и по определению анизотропны. При отсутствии контроля геометрии развития трещины ГРП и возможности оперативной корректировки режи-

мов операций наиболее эффективным инструментом выбора объектов и прогноза результатов гидроразрыва должно стать разумное сочетание детерминированных моделей с вероятностными методами. Это позволит поставить в соответствие результаты ГРП (математическое ожидание параметров трещин, дебита скважины после операции, их среднеквадратичные отклонения и др.) с вероятностью их реализации и дать оценки возможного риска.

## Литература

1. Роджерс В.Ф. Промывочные жидкости для бурения нефтяных скважин. М.; Гостоптехиздат, 1960 – 398 с.
2. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин М. Недра, 1989 – 413 с.
3. Сейд-Рза М.К. Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях Баку; Азернешр, 1963 – 338 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Гидравлические особенности проводки скважин в сложных условиях М. ВНИИОЭНТ, 1971 – 136 с.
5. Ханович И.Г. Айнер А.И. Приложение модели слоенакопления А.Н.Колмогорова к исследованию статистических характеристик геологических разрезов// М.; НТЖ, Геология и геофизика № 7, 1968 – с. 44-54.
6. Вистелиус А.Б. Основы математической геологии М-Л, Наука, 1980 – 389 с
7. Соболь И.М. Метод Монте-Карло. М. Наука, 1972 – 64с.



# Вопросы и способы снижения сил сопротивления при бурении горизонтальных скважин

Д.Р. Молоканов, Г.В. Буслاءв  
(Ухтинский ГТУ)

С 1934 года ПО «Коминефть», а впоследствии ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет разработку Ярегского месторождения высоковязких нефей с использованием более чем 6000 горизонтальных скважин по 8 технологическим схемам, что является уникальным опытом в мировой практике нефтедобычи.

Работами отечественных специалистов Буслеева В.Ф., Кейн С.А., Пятибрата В.П. (Ухтинский ГТУ), Василенко И.Н., Литвинкович И.М., Урсегова С.О., Молоканова Д.Р. (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»), «Печорнилнефть»), Вдовенко В.Л., Юдина В.М. (ООО «Севергазпром») обоснована технология бурения на Ярегском и аналогичных месторождениях горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола более чем 10 раз превышающей толщину продуктивного пласта. При бурении горизонтальных скважин с большой длиной горизонтального ствола на пласты, расположенные на глубине 200 м и менее, актуальными вопросами являются снижение сил сопротивления при спуско-подъемных операциях и доведение нагрузки до долота (рис. 1).

В процессе проводки таких скважин на бурильную колонну в горизонтальном стволе действуют силы дифференциального давления, адгезии и гравитации, которые составляют силу сопротивления в скважине. При определенной длине горизонтального ствола силы сопротивления уравнивают вес бурильного ин-

струмента в скважине, что приводит к снижению нагрузки на долото и остановке бурения.

Специалисты Кубанского ГПУ, рассматривая сложное движение бурильной колонны, состоящее из поступательного перемещения и вращения вокруг собственной оси, установили зависимость силы ( $F_c$ ) сопротивления от отношения ( $\omega/v$ ) угловой скорости ( $\omega$ ) вращения к скорости ( $v$ ) поступательного перемещения бурильной колонны для труб различного диаметра, расположенных в скважине с длиной горизонтального участка 500 м и при коэффициенте трения 0.1 (рис. 2) [1].

Анализируя графики на рис. 2 можно сделать вывод о том, что в процессе бурения с вращением бурильной колонны сила сопротивления резко снижается. Например, при  $v=0,01$  м/с и  $\omega=3\pi$  рад/с осевая сила трения уменьшается на 98%, достигая минимального значения. Данный вывод подтверждается практикой бурения горизонтальных скважин на Ярегском и Пашининском месторождениях роторным способом.

Известно, что на величину сил сопротивления при перемещении бурильной колонны в горизонтальном участке скважины, существенное влияние оказывает динамика бурильной колонны [2-4].

При создании управляемого волнового возмущения в бурильной колонне путем генерации высокочастотных колебаний силы трения уменьшаются, что позволяет существенно увеличить длину интервала горизонтального бурения.

Таким образом, для повышения эффективности технологии бурения горизонтальных скважин на месторождениях с неглубоким залеганием пластов представляет-ся целесообразным сочетание нескольких способов снижения сил трения и создания нагрузки на долото:

- создание продольных и поперечных колебаний бурильной колонны;
- вращение бурильной колонны в процессе бурения;
- размещение специального механизма создания нагрузки на долото в нижней части бурильной колонны.

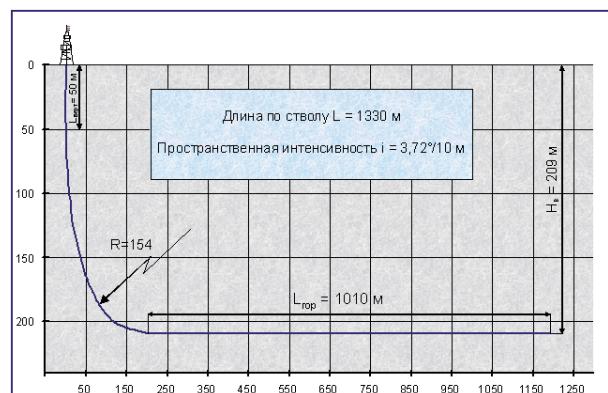


Рис. 1. Профиль горизонтальной скважины на Ярегском месторождении

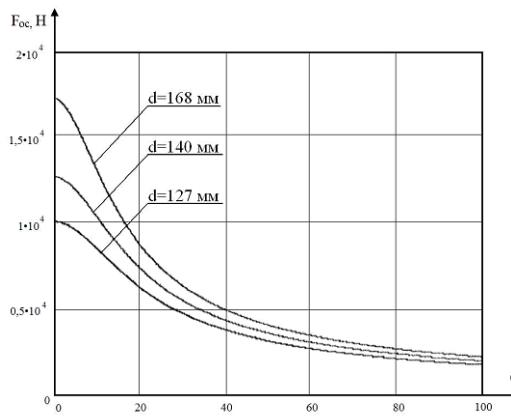


Рис.2. Графики зависимости силы ( $F_{\text{сс}}$ ) сопротивления от отношения ( $\omega/v$ ) угловой скорости (ω) вращения к скорости (v) поступательного перемещения бурильной колонны в скважине с горизонтальным участком 500 м при коэффициенте трения 0,1

Ухтинским ГТУ осуществляется разработка наземного и внутрискважинного технико-технологического комплекса для бурения горизонтального ствола с протяженностью до 15000 м на основе применения телескопической конструкции скважин и буровой установки с наклонным ставом УББПТ-200.

Ухтинским ГТУ совместно с ОOO «Севергазпром» и ОOO «Бургаз» разработано, изготовлено и испытано забойное устройство подачи долота ЗУПД-195 (рис. 3) [5]. Промысловое применение данного устройства при глубине скважины 3500 м позволило создать постоянную гидравлическую нагрузку на долото, что увеличило проходку на долото в 4 раза, механическую скорость в 1,5 раза. При использовании ЗУПД-195 количество УБТ в составе бурильной колонны уменьшилось в 10 раз, что сократило время СПО в 1,5 раза [6].

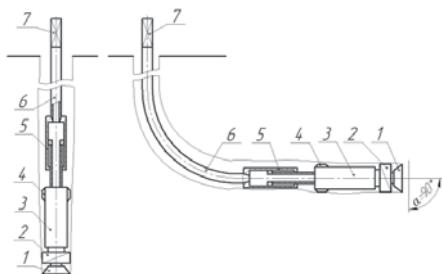


Рис. 3. Схема создания осевой нагрузки с применением ЗУПД

1 – долото; 2 – калибратор; 3 – забойный двигатель; 4 – центратор; 5 – ЗУПД; 6 – бурильные трубы; 7 – ведущая труба

Для снижения сил трения, в том числе и для колтюбинга, совместно с УГТУ и «Печорнинефть», разработан гидромониторный породоразрушающий

инструмент (рис. 4) [7], за счет которого обеспечивается создание продольных колебаний нижней части бурильной колонны. Разрушение породы гидромониторным породоразрушающим инструментом осуществляется при вращении шарошечного долота и воздействии гидроимпульсных струй формируемых в центральных и боковых отверстиях.

После спуска устройства на забой и запуска насосов промывочная жидкость проходит через центральную насадку 10, создавая истечение высоконапорной струи и перепад давления. Под действием сжимающей силы поршня 7, производится движение золотниковой втулки 2 с долотом 3, которая сопровождается ударом долота о забой и разрушением породы гидромониторной струей. Поршень 7, сжимая пружину 5, вытесняет жидкость через направленное вверх и вправо отверстие 9 в кольцевое пространство скважины. Таким образом, совершается возвратно-поступательное движение долота.

В настоящее время осуществляются исследования параметров колебаний бурильной колонны, подготовка к промысловому применению разработанного комплекса технико-технологических решений по обеспечению снижения сил сопротивлений в горизонтальных стволах скважин.

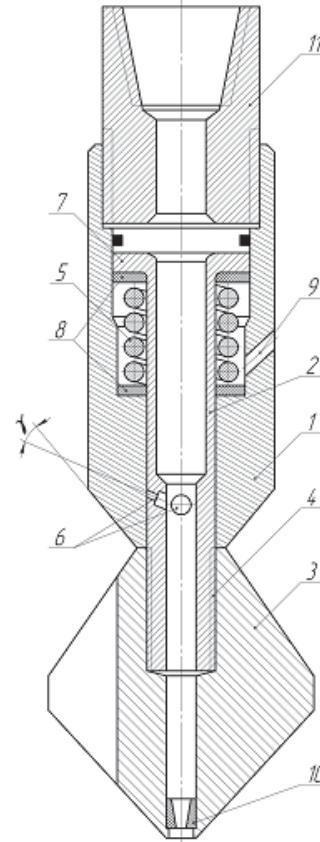


Рис. 4. Гидромониторный породоразрушающий инструмент

1 – корпус; 2 – золотниковая втулка; 3 – долото; 4 – резьбовое соединение; 5 – пружина; 6 – отверстия; 7 – поршень; 8 – уплотнительные кольца; 9 – отверстие; 10 – гидромониторное отверстие; 11 – переводник.

## Литература

1. Бедило А.В., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Расчет сил сопротивления в процессе вращательно-поступательного движения колонны труб в горизонтальной скважине // Современные технико-технологические решения в области бурения капитального ремонта скважин: Сборник научных трудов/ОАО НПО «Бурение», вып. 16, Краснодар, 2007. – С. 188-194.
2. Пат. 55848 Россия, МПК7 E21B 19/08. Забойное устройство подачи долота / В.Ф. Буслаев, Г.В. Буслаев, И.Н. Андронов и др. – №2006110739/22; Заявл. 03.04.2006; Опубл. 27.08.2006, Бюл. №24.
3. Юнин Е.К. и др. Волновые процессы при наклонно-направленном бурении: Научное издание/Е.К. Юнин, В.Н. Рубановский, В.К. Хегай. – Ухта, 2002. – 60 с.: ил.
4. Юнин Е.К., Хегай В.К. Динамика глубокого бурения. – М.: 000 «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 286 с.: ил.
5. Хегай В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах. Дис...д-ра техн. наук. – Ухта, 2005. – 339 с.
6. Результаты испытания многофункционального забойного устройства подачи долота ЗУПД-195/ В.Ф.Буслаев, Г.В. Буслаев, А.В. Мануйлов, Н.И. Кузнецов и др./// Научно технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2007. – № 11 – С. 32-34.
7. Пат. 55848 Россия, МПК7 E21B 7/18. Гидромониторный породоразрушающий инструмент / Буслаев В.Ф., Молоканов Д.Р., Буслаев Г.В., Логачев Ю.Л., Мельков А.В. – №2007144264/22; Заявл. 28.11.2007.



## Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины

В.В. Куликов (РГГРУ)

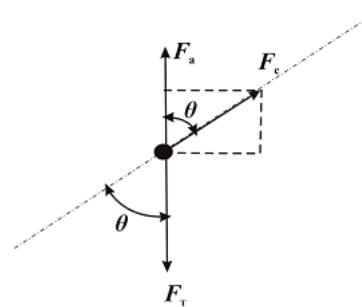
Условия выноса шлама восходящим потоком промывочной жидкости существенно зависят от величины зенитного угла  $\theta$  ствола скважины. Наиболее благоприятные условия очистки ствола в вертикальной скважине [2], когда  $\theta=0$ . В этом случае сила сопротивления, действующая со стороны потока на частицы шлама, направлена противоположно вектору силы тяжести.

При увеличении зенитного угла ствола скважины условия выноса шлама ухудшаются, так как в этом случае противоположно вектору силы тяжести действует не вся сила сопротивления, а только ее вертикальная составляющая. Это вызывает необходимость увеличения скорости (и расхода) восходящего потока очистного агента. При этом возможно выпадение частиц шлама на нижнюю стенку скважины. Между стенкой скважины и частицами возникают силы трения (сопротивления), препятствующие страгиванию частиц с места [5]. Наиболее сложные условия транспортирования возникают на горизонтальных участках скважины ( $\theta=90^\circ$ ).

Рассмотрим силы, действующие на частицу шлама, находящуюся в неограниченном наклонном восходящем потоке промывочной жидкости, движущейся в скважине (рисунок) и перемещающейся вдоль оси потока.

Сделаем следующие допущения:

- распределение местных скоростей промывочной жидкости по поперечному сечению восходящего потока является равномерным;
- частица шлама единичная, имеет форму шара с эквивалентным диаметром  $d_w$ ;
- объем  $V_w$  равен объему реальной частицы шлама;
- плотность  $\rho_w$  выше плотности  $\rho$  промывочной жидкости;
- частица шлама перемещается (тонет) относительно в промывочной жидкости.



Силы, действующие на частицу шлама:  $F_a$ ,  $F_t$ ,  $F_c$  – силы выталкивающая (архимедова), тяжести и лобового сопротивления движению частицы соответственно;  $\theta$  – зенитный угол скважины

Уравнение равномерного движения частицы имеет вид:

$$F_c + F_a \cdot \cos\theta - F_t \cdot \cos\theta = 0, \quad (1)$$

где  $F_a$ ,  $F_t$ ,  $F_c$  – силы выталкивающая (архимедова), тяжести и лобового сопротивления движению частицы соответственно, Н.

Силы, действующие на частицу, можно представить в виде [4, 6]:

$$F_a = \rho \cdot g \cdot V_w = \rho \cdot g \cdot d_w^3 \cdot \pi / 6, \quad (2)$$

$$F_t = m_w \cdot g = f_w \cdot g \cdot d_w^3 \cdot \pi / 6, \quad (3)$$

$$F_c = 0,5 \cdot c \cdot \rho \cdot f_w \cdot V_{\text{отн}}^2 = c \cdot \rho \cdot d_w^2 \cdot V_{\text{отн}}^2 \cdot \pi / 8, \quad (4)$$

где  $g$  – ускорение силы тяжести,  $\text{Н}/\text{кг}$ ;  $m_w$  – масса частицы шлама,  $\text{кг}$ ;  $c$  – коэффициент силы лобового сопротивления;  $f_w$  – площадь поперечного центрального (миделевого) сечения частицы шлама,  $\text{м}^2$ ;  $V_{\text{отн}}$  – скорость движения

шлама вдоль оси потока относительного промывочной жидкости, м/с.

Подстановка (2) – (4) в (1) приводит к решению:

$$V_{\text{отн}} = \sqrt{\frac{4 \cdot g \cdot d_w \cdot (\rho_w - \rho)}{3 \cdot c} \cos \theta}. \quad (5)$$

При  $\theta=0$  (вертикальная скважина)  $V_{\text{отн}}$  равна скорости витания частицы [4, 6]. При  $\theta=90^\circ$   $V_{\text{отн}}=0$ , но эти равенства не учитывают несимметричное обтекание реальной частицы реальным потоком и возникновение подъемной силы, направленной нормально оси потока [2].

Изменение коэффициента лобового сопротивления при обтекании частицы шлама потоком ньютоновской жидкости (воды, воздуха, эмульсии), характерном для скважинных условий, аппроксимируется [1] уравнением:

$$c = \frac{24}{\rho \cdot V_{\text{отн}} \cdot d_w} + 0,67\sqrt{c}, \quad (6)$$

где  $\mu$  – абсолютная вязкость очистного агента, Па·с.

После подстановки (6) в (5) получим:

$$c = \left( \frac{36 \cdot \mu}{d_w^{1,5} \cdot \sqrt{3 \cdot \rho \cdot g \cdot (\rho_w - \rho) \cdot \cos \theta}} + 0,67 \right)^2. \quad (7)$$

Уравнение (7) показывает, что при  $\theta=0$  величина  $c$  переходит в аналогичную для вертикальных скважин [4, 6], а при  $\theta \rightarrow 90^\circ$  получаем идеализированное решение  $c \rightarrow \infty$ , не учитывающее несимметричное обтекание частицы потоком промывочной жидкости.

Обобщая решение (7) на бингамовские жидкости (буровые растворы) путем использования модифицирован-

ного критерия Рейнольдса [3], как и в [4, 6], окончательно получим:

$$c = \left( \frac{\frac{36 \cdot \mu}{d_w^{1,5} \cdot \sqrt{3 \cdot \rho \cdot g \cdot (\rho_w - \rho) \cdot \cos \theta}} + 0,67}{1 - \frac{6 \cdot \tau_o}{g \cdot d \cdot (\rho_w - \rho)_w}} \right)^2, \quad (8)$$

где  $\tau_o$  – начальное напряжение сдвига очистного агента, Па; для ньютоновских жидкостей  $\tau_o=0$ , для бингамовских  $\tau_o > 0$ .

Полученные зависимости (5) и (8) справедливы как для ньютоновских, так и для тех бингамовских жидкостей, в которых наблюдается относительное перемещение частиц шлама, определяемое [4, 6] выполнением неравенства

$$6 \cdot \tau_o < g \cdot d_w \cdot (\rho_w - \rho). \quad (9)$$

Представленные решения (5) и (8) позволяют произвести оценку выносной способности восходящего потока очистного агента, движущегося в наклонной скважине, имеющей зенитный угол  $0 \leq \theta < 90^\circ$ . При зенитном угле близком к  $90^\circ$  установленные решения из-за неучета несимметричного обтекания частиц реальным горизонтальным потоком могут приводить к искажению действительной картины транспортирования и требуют дальнейшего уточнения.

## Литература

- Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. 3-е изд. М.: Недра, 1982. 223 с.
- Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н. Гидравлика и гидропривод: Учеб. для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1991. 331с.
- Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. М: Недра, 1991. 216 с.
- 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.
- Леонов Е.Г., Исаев В.И., Лукьянов И.П. Теория и методика расчета расхода бурового раствора различной реологии для очистки от шлама ствола наклонно-направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006, № 8. с. 24 – 31.
- Минаков С.И., Шибанов Б.В., Куликов В.В., Сердюк Н.И. Расчетная оценка условий очистки ствола скважины от шлама // Известия вузов. Геология и разведка. М.: 2004, № 1. с. 65-66

# Анализ факторов, обуславливающих эффективность транспортирования шлама в горизонтальных скважинах при использовании газожидкостной смеси

Н.В. Соловьев, Н.Г. Малухин, Е.Н. Соловьев  
(Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе.)

При бурении наклонных и горизонтальных скважин особое значение приобретает выбор количества поступающей на забой в единицу времени промывочной среды и режима её течения в кольцевом зазоре между стенками скважин и бурильными трубами. В наклонном и горизонтальном стволе скважины в процессе бурения имеет место скопление

шлама на нижней стенке ствола. Чрезмерно большой расход промывочной среды приводит к размыву стенок скважины в недостаточно устойчивых горных породах, а в пределах продуктивного коллектора может вызвать разрушение полимерной корки на стенке ствола, что приведёт к уменьшению проницаемости приствольной зоны пласта.

Буровой шлам в наклонном стволе перемещается преимущественно вблизи нижней стенки скважины со скоростью меньшей средней скорости циркулирующей промывочной среды.

В верхней части ствола концентрация бурового шлама значительно ниже, что обуславливает необходимость подачи в наклонную скважину промывочной среды с большим объёмом, чем в вертикальной скважине.

Наиболее благоприятные условия выноса шлама в вертикальном стволе, так как частицы бурового шлама в среднем равномерно распределяются по поперечному сечению кольцевого зазора, а подъемная сила потока промывочной среды направлена противоположно направлению силы тяжести частиц бурового шлама.

Как отмечается в работе [5], с уменьшением угла наклона оси потока к горизонту условия транспортирования шлама ухудшаются, поскольку против силы тяжести действует только часть подъемной силы, что требует увеличения скорости течения потока, а значит и расхода промывочной среды. Считается, что наиболее сложные условия выноса шлама возникают в горизонтальном стволе скважины.

Как правило, для бурения наклонных и горизонтальных скважин применяют вязкие и вязко-пластичные промывочные системы, имеющие степенную реологическую характеристику. Поскольку в практике бурения таких скважин не существует единого мнения относительно режимов течения промывочных сред в кольцевых зазорах, то целесообразно проанализировать их применительно к конкретным условиям бурения и выработать рекомендации по выбору реологических характеристик для решения задач первичного вскрытия продуктивных коллекторов наклонными и горизонтальными скважинами. Так в работе Леонова Е.Г. и др. [7] приведены сведения по выбору коэффициентов сопротивления при ламинарном течении неньютоновских жидкостей, а также отмечается, что ламинарное течение прекращается при критических числах Рейнольдса ( $R_{e_{kp}}$ ), при достижении которых начинается переходный режим с появлением признаков турбулентного режима течения ( $R_{e_{kp}}=2100$ ). В области переходного режима число  $R_e$  является неоднозначной функцией коэффициента сопротивления. При  $R_e > R_{e_{kp}}$  – второго критического числа, которое для вязких сред  $R_{e_{kp}}=2320$ , поток турбулизируется до самой оси трубы.

В турбулентном потоке промывочной среды возникают дополнительные касательные направления за счет затрат энергии на формирование и перемещение вихрей.

Для вычисления  $R_{e_{kp}}$  для вязко-пластичных сред можно пользоваться формулой:

$$R_{e_{kp}} = 2100 + 7,3(H_e)^{0,53}, \quad (1)$$

или:

$$R_{e_{kp}} = 30 \cdot (1 + \sqrt{1 + \frac{H_e}{45}}), \quad (2)$$

где  $H_e$  – параметр Хедстрема,

$$H_e = \frac{\rho_{жк} \cdot \tau_0 \cdot d^2}{\mu^2}, \quad (3)$$

$\rho_{жк}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, ;

$d_t$  – диаметр частиц шлама, м;

$\mu$  – пластическая вязкость,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ .

Кроме того для вычисления  $R_{e_{kp}}$  можно использовать значение критической скорости, найденное по формуле:

$$V_{kp} = C \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}}, \quad (4)$$

где С – эмпирическая постоянная Б.С. Филатова, С=25.

При больших значениях  $H_e/R_e$  можно использовать формулу:

$$R_{e_{kp}} = 25\sqrt{H_e}$$

В работе [4] отмечается, что при турбулентном режиме ( $R_e > 2100$ ) течения, коэффициенты сопротивления для буровых растворов меньше, чем для воды. Считается, что механизм турбулентного течения промывочной среды зависит от внутренней структуры дисперсной системы, которая необходимым образом должна зависеть и от компонентного состава ее и от свойств добавок, способствующих гашению или интенсификации турбулентного течения. При этом критическая скорость описывается зависимостью:

$$V_{kp} = R_{e_{kp}} \frac{1}{d \cdot \rho}, \quad (5)$$

Известна запись для критической скорости в виде:

$$V_{kp} = \frac{R_{e_{kp}}}{\sqrt{H_e}} \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}}, \quad (6)$$

Для условий бурения наклонных и горизонтальных скважин приобретает важное значение параметр гидравлическая крупность или скорость витания [3]:

$$V_s = \frac{\sqrt{4(\rho_T - \rho_{жк}) \cdot d_T \cdot g}}{\sqrt{3} \cdot \rho_{жк} \cdot C_\omega}, \quad (7)$$

Но в этой формуле коэффициент сопротивления  $C_\omega$  носит неопределенный смысл, так как при  $1 < R_e < 103$

$$C_\omega = \frac{24}{R_e} (1 + 0,17 R_e^{0,665}), \quad (8)$$

при  $103 < R_e < 2 \cdot 105$   $C_\omega = 0,44$

Для определения параметра  $R_e$  необходимо знать скорость течения, поэтому для этого рекомендуется использовать метод последовательных приближений, так как не всегда известны условия обтекания промывочной жидкостью частиц шлама. Исходя из этого приобретает актуальность использования параметра Архимеда ( $Ar$ ), который позволяет находить  $R_e$  без значений скорости течения.

В работе [3] приводится совместное решение уравнений для получения параметра  $Ar$  в виде:

$$A_r = \frac{d_T^3 \cdot g}{\mu^2} \rho_{жк} (\rho_T - \rho_{жк}), \quad (9)$$

где  $d_T$  – диаметр частиц твердого (шлама), м;

$\rho_T$  – плотность твердого (шлама),  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Для условий транспортирования частиц бурового шлама потоком газа

в работе [5] рекомендуется параметр Рейнольдса рассчитывать по формуле:

$$R_e = \frac{A_r}{18 + 0,61\sqrt{A_r}}, \quad (10)$$

Эта зависимость справедлива в широком диапазоне  $R_e = 0,01 \div 1 \cdot 105$ .

При прокачивании газожидкостной смеси (ГЖС) в процессе бурения горизонтальной скважины на забое образуется трехфазная смесь, состоящая из водного раствора ПАВ-пенообразователя (жидкое), пузырьков газа (газообразное) и выбуренных частиц шлама (твердое) различных фракций. Анализ фракционного состава шлама, образующегося при бурении шарошечными долотами в породах средней твердости [4] позволил выделить следующие наиболее представительные его размеры:

размером  $0 \div 0,15$  мм в количестве 20% – это тончайшие частицы;

размером  $0,15 \div 2,0$  мм в количестве 70% – это мелкодисперсные частицы;

размером  $2 \div 10$  мм в количестве 10% – это крупнодисперсные частицы.

Закачиваемая в скважину по бурильной колонне ГЖС проходя через породоразрушающий инструмент насыщается частицами бурового шлама, образуя трехфазную гидросмесь, объемное содержание твердого, в которой составляет:

$$S = \frac{Q_T}{Q_p + Q_r + Q_T}, \quad (11)$$

где  $Q_T$  – расход твердого или бурового шлама,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$$Q_p = V_m \cdot F_3, \quad \text{м}^3/\text{с}$$

$V_m$  – механическая скорость бурения,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$F_3$  – площадь забоя скважины,  $\text{м}^2$ .

$Q_r$  – расход водного раствора ПАВ-пенообразователя,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$Q_T$  – расход сжатого воздуха при формировании ГЖС,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

С учетом трех характерных фракций бурового шлама объемная концентрация их в гидросмеси составит:

– тончайших  $S_1 = S \cdot 0,2$

– мелких  $S_2 = S \cdot 0,7$

– крупных  $S_3 = S \cdot 0,1$

кроме того:  $S = S_1 + S_2 + S_3$

Применительно к гидротранспорту твердых материалов по горизонтальным стволам [2] важной характеристикой гидросмеси является параметр относительная плотность твердого (бурового шлама) в ГЖС:

$$a = \frac{\rho_T - \rho_{жк}}{\rho_{жк}}, \quad (12)$$

где  $\rho_T$  – плотность твердого,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{жк}$  – плотность ГЖС,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

При определении плотности ГЖС ( $\rho_{жк}$ ) необходимо учитывать давление, при котором она находится и которое оказывает влияние на величину объемного газосодержания. В соот-

ветствии с законом Бойля-Мариотта расход газа на глубине при давлении Р будет составлять:

$$Q_r^* = Q_r \frac{P_a}{P}, \quad (13)$$

где  $Q_r$  – расход газа при атмосферном давлении  $P_a$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

При нахождении гидростатического давления Р столба ГЖС на глубине использованы рекомендации, впервые полученные Шищенко Р.И. и Есьманом Б.И. [8] для случая поступления газа в промывочную жидкость, заполняющую скважину.

Уточнение известного решения позволило получить формулу для определения гидростатического давления столба ГЖС в виде:

$$P_{\text{жсс}} = P_a + \rho_p gH - P_a \frac{\varphi}{1-\varphi} \ln \frac{P_{\text{жсс}}}{P_a}, \quad (14)$$

где  $\rho_p$  – плотность раствора, подлежащего насыщению сжатым воздухом,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$H$  – глубина залегания продуктивного пласта (горизонтального ствола скважины), м;

$\varphi$  – объемное газосодержание, без разм.

Использование формулы (14) неудобно в инженерных расчетах. Поэтому рекомендуется для расчетов принимать гидростатическое давление ГЖС на глубине, равным пластовому давлению ( $P_{\text{пл}}$ ) флюидов и находить расчетную величину  $\varphi$ , соответствующую равенству гидростатического давления ГЖС и пластового давления. В этом случае требуемое объемное газосодержание составит:

$$\varphi = \frac{P_a + \rho_p gH - P_{\text{пл}}}{P_a (\ln \frac{P_{\text{пл}}}{P_a} + 1) + \rho_p gH - P_{\text{пл}}}, \quad (15)$$

Плотность газожидкостной смеси на глубине  $H$  может быть найдена по формуле:

$$\rho_{\text{жсс}} = \rho_p (1 - \varphi), \quad (16)$$

Гидросмесь можно рассматривать как систему, содержащую несущую среду в составе водный раствор ПАВ, газ и тончайшие фракции шлама, а также твердую фазу, состоящую из фракций мелко- и крупнодисперсных. В этом случае плотность движущейся по горизонтальной скважине гидросмеси составит:

$$\rho_c = \rho_T S + \rho_{\text{жсс}} (1 - S), \quad (17)$$

где  $\rho_c$  – плотность гидросмеси,  $\text{кг}/\text{м}^3$

$S$  – объемное содержание твердого, без разм.

Но с учетом того, что тончайшие фракции шлама ( $S_1$ ) входят в состав ГЖС (водный раствор ПАВ+газ) как несущий среды, в которой транспортируются мелкие ( $S_2$ ) и крупные ( $S_3$ ) фракции шлама, плотность гидросмеси составляет:

$$\rho_c = \rho_T (S - S_1) + \rho_{cp} [1 - (S - S_1)], \quad (18)$$

При совместном решении уравнений (17) и (18) получаем математическое выражение для определения плотности несущей среды:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_T S + \rho_{\text{жсс}} (1 - S)}{1 - (S - S_1)}, \quad (19)$$

Известна [6] запись формулы для определения параметра  $Ar$  в виде:

$$Ar = \frac{g(d_T)^3(\rho_T - \rho_{\text{жсс}})}{\rho_{\text{жсс}} V^2}, \quad (20)$$

где  $V$  – кинематическая вязкость раствора,  $\text{м}^2/\text{s}$ ;

В гидротранспорте смесей известна зависимость:

$$A_r = \frac{g(d_{cp})^3}{V_{cp}^2} a_c, \quad (21)$$

где  $d_{cp}$  – средневзвешенный диаметр частиц шлама, м;

$V_{cp}$  – кинематическая вязкость несущей среды (ГЖС),  $\text{м}^2/\text{s}$ ;

$a_c$  – относительная плотность частиц в несущей среде, без разм.

$$a_c = \frac{\rho_T - \rho_{cp}}{\rho_{cp}}, \quad (22)$$

где  $\rho_T$  – плотность твердых частиц,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{cp}$  – плотность несущей среды,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Гидравлическую крупность для всех частиц бурового шлама можно рассчитать по формуле:

$$V_m = \frac{R_e V_{cp}}{d_{cp}}, \quad (23)$$

Необходимая рабочая скорость транспортирования частиц бурового шлама в горизонтальном стволе скважины определяется выражением:

$$V_p = \frac{Q_n}{F_c}, \quad (24)$$

где  $Q_n$  – общий расход гидросмеси,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$$Q_n = Q_p + Q_r + Q_t;$$

$F_c$  – площадь поперечного сечения скважины,  $\text{м}^2$ .

В работе [2] предложены теоретические основы транспортирования твердых частиц в потоке жидкости горизонтального ствола. Так в частности предложено рассматривать при транспортировании частиц бурового шлама две скорости:

– трогание:

$$V_{mp} = \sqrt{2g(\frac{\rho_T}{\rho} - 1) \frac{V_T f}{F C_{xt}}}, \quad (25)$$

– критическая:

$$V_{kp} = \sqrt{2g(\frac{\rho_T}{\rho} - 1) \frac{V_T}{F C_{yk}}}, \quad (26)$$

где  $\rho_p$ ,  $\rho$  – плотность твердой составляющей и жидкости соответственно,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$$V_T – объем твердой частицы, \text{м}^3;$$

$F$  – площадь проекции твердой частицы на горизонтальную плоскость,  $\text{м}^2$ ;

$C_{xt}$ ,  $C_{yk}$  – коэффициент подъемной силы;

$f$  – коэффициент трения твердой частицы о стенки ствола.

Для практических расчетов формулы (25) и (26) малопригодны, так как затруднено определение параметров  $V_T$  и  $f$ . Поэтому принял, что преобладают частицы в форме шара, были получены следующие зависимости:

$$V_{kp} = \sqrt{\frac{4gd}{3C_{yk}} (\frac{\rho_T}{\rho} - 1)}, \quad (27)$$

$$V_{Tp} = \sqrt{\frac{4gdf}{3C_{xt}} (\frac{\rho_T}{\rho} - 1)} \quad (28)$$

где:  $d$  – диаметр транспортируемой частицы, м.

Достоверным способом получения значений коэффициентов  $C_{yk}$  и  $C_{xt}$  являются экспериментальные исследования транспортирования твердых частиц в горизонтальных трубопроводах (моделях горизонтальных скважин).

Нами выполнен расчет скоростей  $V_k$  и  $V_{tp}$  для следующих условий:

$$C_{yk} = C_{xt} = \frac{24 \cdot \mu_n}{V_b \cdot d_c \cdot \rho}, \quad (29)$$

$\mu_n$  – пластическая вязкость транспортирующей жидкости,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$$V_b = 0,8 \text{ м}/\text{с};$$

$$d_c = 0,216 \text{ м};$$

$$d = (0,00015 \text{ } 0,01) \text{ м}$$

Результаты расчетов  $V_{tp}$  в зависимости от диаметра частиц шлама  $d$  представлены на графике (рис. 1), из которого видно, что при изменении диаметра частиц шлама от 0,15 до 10,0 мм скорость трогания должна составлять от 0,15 до 1,35 м/с. При этом критическая скорость ( $V_{kp}$ ) изменяется в пределах – 0,3 ÷ 2,3 м/с.

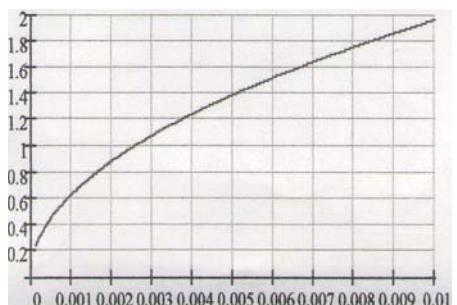


Рис. 1. Зависимость скорости трогания ( $V_{tp}$ ) от диаметра частиц ( $d$ ).

В случае использования ГЖС для транспортирования того же по размеру шлама скорость трогания  $V_{tp}$  необходимо изменять в пределах (0,2-1,95) м/с, а критическую скорость  $V_{kp}$  – в пределах 0,3 ÷ 2,55 м/с.

Следует отметить, что при расчете величины скоростей по формулам (27) и (28) значения коэффициентов сопротивлений  $C_{yk}$  и  $C_{xt}$  можно принять равными для условий ламинарного течения циркулирующих агентов в горизонтальной скважине. В действительности же эти коэффициенты должны определяться на основе экспериментальных данных по исследованию искомых скоростей  $V_{tp}$  и  $V_{kp}$  для конкретных условий: различные реологические свойства транспортирующих агентов, форма и размеры частиц твердого (бурового шлама), расположение бурильной колонны относительно центра скважины, режима течения и др. Следовательно, постановка таких экспериментальных исследований трудоемка и требует значительных затрат времени.

Чтобы избежать таких экспериментальных исследований, нами предложено аналитическое решение поставленной задачи по определению коэффициентов сопротивления ( $C_{yk}$  и  $C_{xt}$ ).

Критическую скорость движения гидросмеси можно определить по формуле, полученной на основе обработки большого количества экспериментальных данных, в виде [3]:

$$V_{kp} = c^3 \sqrt{a S_2 V_c g D}, \quad (30)$$

где  $c$  – коэффициент,  $c=7 \div 12$ ;  $S_2$  – объемная концентрация шлама, без разм.

$$S_2 = \frac{\rho_{cm} - \rho_{jk}}{\rho_t - \rho_{jk}}, \quad (31)$$

$\rho_t$  – плотность транспортируемой породы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

тогда:

$$\rho_{cm} = S_2(\rho_t - \rho_{jk}) + \rho_{jk}, \quad (32)$$

$V_c$  – скорость несущей среды,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$$V_c = \frac{\beta \cdot d_{cp}}{\beta \mu_0} \cdot 10^{-3}, \quad (33)$$

$d_{cp}$  – средневзвешенный диаметр частиц шлама,  $\text{м}$ ;

$\mu_0$  – вязкость воды,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$D$  – диаметр скважины,  $\text{м}$ .

При расчете  $V_{kp}$  были приняты следующие исходные данные:

$C=7$ ;  $\mu_0 = 1,1 \cdot 10^{-3}$   $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $S_2=0,03$ ;

$\rho_{jk}=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{cm}=1020 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;

$d_{cp}=(0,15 \div 3,0) \text{ м}$ .

На рис. 2 приведены графики, характеризующие зависимость расчетной величины критической скорости  $V_{kp}$  от средневзвешенного диаметра частиц шлама при значениях плотности смеси от 1,02 до 1,2  $\text{г}/\text{см}^3$ . Так установлено, что при изменении  $d_{cp}$  от 0,15 до 3,0 мм величина критической скорости увеличивается от 1,1 – 2,3 до 2,9 – 6,3  $\text{м}/\text{с}$ .

Решив формулу (27) относительно  $C_{yk}$  и приняв, что  $V_{kp}$  по формуле (27) равно  $V_{kp}$  по формуле (30) и приняв исходные данные:  $S_2=0,03 \div 0,6$ ,

остальные параметры как в следующем примере, нами получена зависимость коэффициента сопротивлений  $C_{yk}$  при различных расчетных значениях  $V_{kp}$ , представленная на рис. 3.

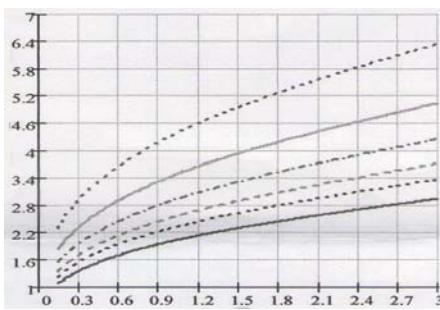


Рис. 2 Зависимость критической скорости ( $V_{kp}$ ) от средневзвешенного диаметра частицы ( $d_{cp}$ ) при значениях плотности смеси:

- |          |          |
|----------|----------|
| 1 – 1,02 | 4 – 1,06 |
| 2 – 1,03 | 5 – 1,1  |
| 3 – 1,04 | 6 – 1,12 |

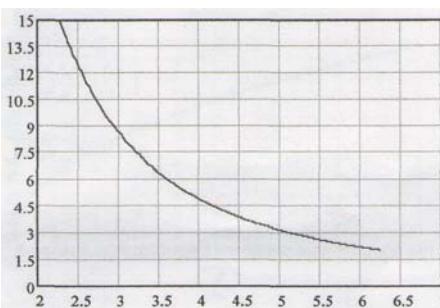


Рис. 3 Зависимость коэффициента сопротивлений ( $C_{yk}$ ) от критической скорости ( $V_{kp}$ ).

Так из графика (рис. 3) видно, что при изменении  $V_{kp}$  в пределах от 2,3 до 6,5  $\text{м}/\text{с}$  значение коэффициента сопротивлений уменьшается от 15 до 1,6.

Следовательно, для определения расчетных значений скорости трогания  $V_{tp}$  по формуле (28) и критической скорости  $V_{kp}$  по формуле (27) можно использовать расчетные значения коэффициента сопротивлений  $C_{yk}$  по формуле (29) и графику приведенному на рис. 3.

Таким образом, предложенная нами методика расчета параметров газожидкостной смеси при транспортировании частиц бурового шлама в горизонтальных скважинах может быть использована при проведении практических расчетов. Критическая скорость и скорость трогания, рассчитанные по уточненным нами зависимостям (27) и (28), дают хорошую сходимость с формулой, широко используемой в расчетах гидротранспорта твердых материалов. Расчетное значение критической скорости

текущая гидросмеси можно использовать для определения значений коэффициентов гидравлических сопротивлений  $C_{yk}$  и  $C_{xt}$ .

В дальнейшем необходима постановка экспериментальных исследований с использованием модельных установок для проверки расчетных значений скоростей течения ГЖС, обеспечивающих эффективную очистку ствола горизонтальной скважины от частиц бурового шлама.

## Литература

- Бабуха Г.Л., Шрайбер А.А. Взаимодействие частиц полидисперсного материала в двухфазных потоках. Киев, Наукова думка, 1972 г.
- Гейер В.Г. и др. Гидравлика и гидропривод. Недра. М., 1991 г.
- Дмитриев Г.П., Махарадзе Д.И., Гочиташвили Т.Ш. Напорные гидротранспортные системы. Недра, М., 1991 г.
- Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. Недра, М., 1991 г.
- Калинин А.Г., и др. Бурение наклонных скважин. Недра, М., 1990 г.
- Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. Недра, М., 1990г.
- Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. Недра, М., 1987 г.
- Шищенко Р.И., Есьман Б.И. Практическая гидравлика в бурении. Недра, М., 1966 г.

# Гидромеханика потока промывочной жидкости в местах локального искривления ствола скважины

Куликов В.В., Калинин А.Г. (РГГРУ)

Взаимодействие потока промывочной жидкости со стенками скважины имеет двойной характер: с одной стороны, жидкость оказывает силовое воздействие на стенки ствола, с другой – геометрия скважины (особенно в местах искривления) формирует геометрию потока жидкости.

В идеальной (прямолинейной, круглого поперечного сечения) скважине (рис. 1) механизм воздействия промывочной жидкости на боковую поверхность ствола заключается в силе давления, вызываемого как весом столба жидкости (статическая составляющая давления), так и потерей давления на трение при движении жидкости на пути от места воздействия до устья скважины (динамическая составляющая давления).

$$P = P_{cm} + P_{dyn} = P_{cm} + P_{mp} = P_{cm} + P_l + P_m, \quad (1)$$

где  $P$  – избыточное давление промывочной жидкости на стенки скважины, Па;  $P_{cm}$ ,  $P_{dyn}$  – статическое и динамическое давление промывочной жидкости соответственно, Па;  $P_{mp}$  – потеря давления на трение, Па;  $P_l$ ,  $P_m$  – линейная и местная потеря давления соответственно, Па.

$$P_{cm} = \rho \cdot g \cdot H \cdot \cos \theta, \quad (2)$$

$$P_l = 0,5 \cdot \lambda \cdot \frac{\rho \cdot H \cdot v^2}{d_s}, \quad (3)$$

$$P_m = 0,5 \cdot \zeta \cdot \rho \cdot v^2 \quad (4)$$

где  $\rho$  – плотность промывочной жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $g$  – ускорение силы тяжести,  $\text{Н}/\text{кг}$ ;  $H$  – текущая длина ствола скважины,  $H=0-H_e$ ;  $H_e$  – длина ствола скважины, м;  $\theta$  – среднее по длине скважины значение зенитного угла,  $\theta=0,5 \cdot (\theta_1+\theta_2)$ ;  $\theta_1$  и  $\theta_2$  – начальный ( $\theta_0$ ) и конечный ( $\theta_k$ ) зенитные углы соответственно, град.;  $\lambda$  – коэффициент линейных

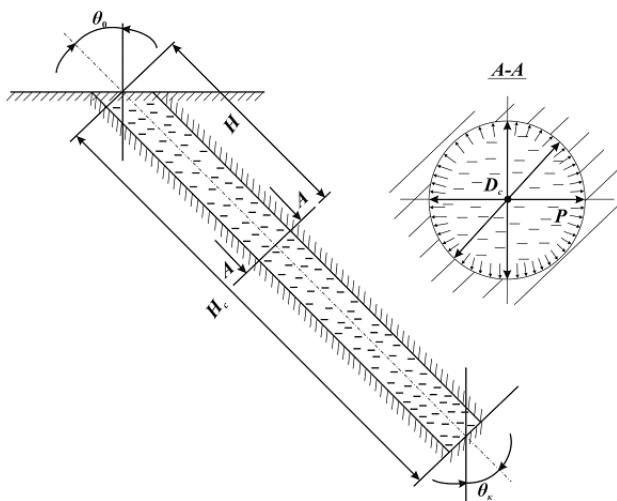


Рис. 1 Наклонно-прямолинейный ствол скважины  
А-А – поперечное сечение;  $H$  – текущая длина ствола скважины;  $H_e$  – конечная длина ствола скважины;  $D_c$  – диаметр скважины;  $P$  – избыточное давление промывочной жидкости;  $\theta_0$ ,  $\theta_k$  – начальное и конечное значения зенитного угла соответственно.

гидравлических сопротивлений;  $v$  – средняя скорость движения промывочной жидкости, м/с;  $d_s$  – эквивалентный диаметр потока промывочной жидкости,  $d_s=D_c-D_t$  – для кольцевого потока,  $d_s=d$  – для круглого потока,  $D_c$ ,  $D_t$ ,  $d$  – диаметры скважины, внешний бурильных труб и внутренний труб соответственно, м;  $\zeta$  – коэффициент местных гидравлических сопротивлений.

В скважине постоянной кривизны круглого поперечного сечения (рис. 2), заполненной неподвижной промывочной жидкостью, давление последней по (1) и (2) определится как:

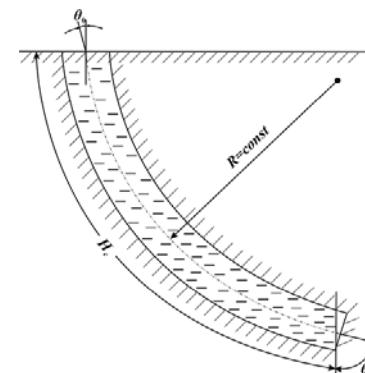


Рис. 2 Ствол скважины круглого поперечного сечения с постоянной кривизной

$H_c$  – длина ствола скважины;  $R$  – радиус кривизны.

$$P = P_{cm} = \frac{1}{k} \cdot \rho \cdot g \cdot (\sin \theta_k - \sin \theta_0) = \frac{57,3}{\Delta \theta} \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot (\sin \theta_k - \sin \theta_0), \quad (5)$$

где  $k$  – кривизна скважины,  $\text{м}^{-1}$ ;  $\Delta \theta$  – приращение зенитного угла,  $\Delta \theta=\theta_k-\theta_0$  или  $\Delta \theta=\theta_1-\theta_2$ , град.

Существенным силовым воздействием на стенки искривленной скважины может быть при движении промывочной жидкости. Воздействие особенно значительно при высокой скорости течения промывочной жидкости и малом радиусе кривизны скважины. Механизм этого воздействия заключается в изменении импульса потока промывочной жидкости на участках искривления скважины.

В процессе бурения восходящий поток промывочной жидкости оказывает непосредственное силовое воздействие на стенку скважины в месте ее локального искривления. Нисходящий поток, движущийся в бурильной колонне, потерявший устойчивость и прижатой в местах касания (бурильные замки) к нижней стенке скважины, через поверхность колонны также передает силовое воздействие на породу.

Рассмотрим поток промывочной жидкости в скважине (или колонне бурильных труб), имеющей участок постоянной кривизны длиной  $H$  (рис. 3). По скважине между её стенками и колонной труб движется восходящий поток (скорость  $v$ ), а в трубах – нисходящий (скорость  $v_k$ ). Здесь и далее индекс « $k$ » присвоен величинам, относящимся к потоку промывочной жидкости, движущемуся в колонне труб.

Для потоков промывочной жидкости между поперечными сечениями справедливо уравнение импульса в проекциях на оси  $ox$  и  $oy$  [2, 3]:

$$M \cdot \alpha' \cdot (v_{2x} - v_{1x}) = N_{1x} + N_{2x} + T_x + F_x + G_x, \quad (6)$$

$$M \cdot \alpha' \cdot (v_{2y} - v_{1y}) = N_{1y} + N_{2y} + T_y + F_y + G_y, \quad (7)$$

$$M \cdot \alpha' \cdot (v_{2kx} - v_{1kx}) = N_{1kx} + N_{2kx} + T_{kx} + F_{kx} + G_{kx} \quad (8)$$

$$M \cdot \alpha' \cdot (v_{2ky} - v_{1ky}) = N_{1ky} + N_{2ky} + T_{ky} + F_{ky} + G_{ky}, \quad (9)$$

где  $M$  – массовый расход, кг/с;  $\alpha'$  – коэффициент Буссинеска,  $\alpha'=1$ ;  $v_{1x}, v_{1y}, v_{1kx}, v_{1ky}, v_{2x}, v_{2y}, v_{2kx}, v_{2ky}$  – проекции скоростей на оси, м/с;  $N_{1x}, N_{1y}, N_{1kx}, N_{1ky}$  – проекции сил нормального давления на оси, Н;  $T_x, T_y, T_{kx}, T_{ky}$  – проекции сил внешнего трения, Н;  $F_x, F_y, F_{kx}, F_{ky}$  – проекции сил давления промывочной жидкости на стенку скважины, Н;  $G_x, G_y, G_{kx}, G_{ky}$  – проекции силы тяжести на оси, Н.

$$M = \rho \cdot Q \quad (10)$$

$$v_1 = v_2 = v = \frac{Q}{f} = \frac{4Q}{\pi(D_c^2 - D_m^2)}, \quad (11)$$

$$v_{1k} = v_{2k} = v_k = \frac{Q}{f_k} = \frac{4Q}{\pi d_m^2} \quad (12)$$

$$T = \tau_0 \cdot (S + S_m) = \tau_0 \cdot \frac{2\pi^2}{k} \cdot (D_c + D_m) \cdot \frac{\Delta\theta}{360}, \quad (13)$$

$$T_k = \tau_0 \cdot S_{mk} = \tau_0 \cdot \frac{2\pi^2}{k} \cdot d_m \cdot \frac{\Delta\theta}{360}, \quad (14)$$

$$G = \rho \cdot g \cdot (V - V_m) = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi^2}{2 \cdot k} \cdot (D_c^2 - D_m^2) \cdot \frac{\Delta\theta}{360}, \quad (15)$$

$$G_k = \rho \cdot g \cdot V_{mk} = \rho \cdot g \cdot \frac{(\pi \cdot d_m)^2}{2 \cdot k} \cdot \frac{\Delta\theta}{360}, \quad (16)$$

где  $Q$  – объемный расход, м<sup>3</sup>/с;  $f, S, S_t$  – площади поперечного сечения потока промывочной жидкости в кольцевом зазоре, боковой поверхности скважины и внешней поверхности труб соответственно, м<sup>2</sup>;  $f_k, S_{rk}$  – площади поперечного сечения потока промывочной жидкости в трубах и внутренней поверхности труб соответственно, м<sup>2</sup>;  $V, V_r, V_{rk}$  – объемы скважины, труб (считая их сплошными) и внутреннего объема труб соответственно, м<sup>3</sup>;  $D_c, D_r, d_t$  – диаметры скважины, внешней трубы и внутренней трубы соответственно, м;  $\Delta\theta$  – приращение зенитного угла,  $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1 = 57,3 \cdot K \cdot H$ , град;  $K$  – кривизна, м<sup>-1</sup>;  $H$  – длина участка скважины, м;  $\rho$  – плотность промывочной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\tau_0$  – напряжение сдвига промывочной жидкости на поверхности скважины и труб, Па.

В соответствии с (1) и (6)

$$N_1 = N_2 + \left( \frac{1}{k} \cdot \rho \cdot g \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1) + P_{mp1-2} \right) \cdot f, \quad (17)$$

$$N_{1k} = N_{2k} + \left( \frac{1}{k} \cdot \rho \cdot g \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1) + P_{mp2-1} \right) \cdot f_k, \quad (18)$$

$$N_2 = (\rho \cdot g \cdot h + P_{mp2-0}) \cdot f, \quad (19)$$

$$N_{2k} = (\rho \cdot g \cdot h + P_{mp(2-0)k}) \cdot f_k, \quad (20)$$

где  $P_{tp1-2}, P_{tp2-1}, P_{tp2-0}, P_{tp(2-0)k}$  – потери давления при движении промывочной жидкости между сечениями 1–1 и 2–2 в кольцевом зазоре, в трубах в между сечениями, в кольцевом зазоре от сечения 2–2 до устья скважины и от сечения 2–2 в трубах до устья соответственно, Па;  $h$  – глубина погружения (по вертикали) сечения 2–2 под уровень промывочной жидкости, м.

После решения (6) и (7) с учетом (10) и (11) для восходящего потока получим

$$F_x = N_1 \cdot \sin \theta_2 - N_2 \cdot \sin \theta_1 - T \cdot \sin(0,5 \cdot (\theta_1 + \theta_2)) + \rho \cdot Q \cdot v \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1), \quad (21)$$

$$F_y = N_2 \cdot \cos \theta_1 - N_1 \cdot \cos \theta_2 + T \cdot \cos(0,5 \cdot (\theta_1 + \theta_2)) + G + \rho \cdot Q \cdot v \cdot (\cos \theta_1 - \cos \theta_2), \quad (22)$$

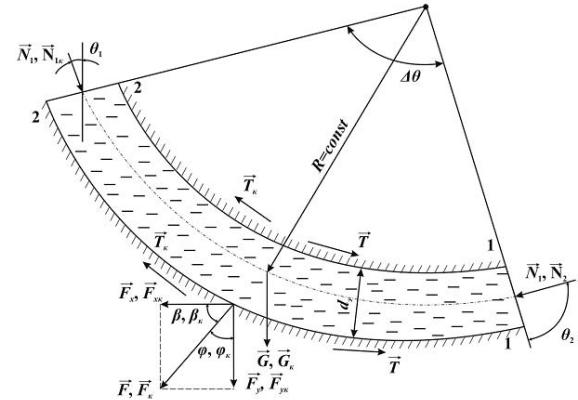


Рис. 3 Схема внешних сил в искривленном стволе скважины  $G, G_k$  – вес жидкости в кольцевом пространстве и в колонне труб соответственно,  $N, N_{ik}$  – силы нормального давления в кольцевом пространстве и трубах соответственно (в другом сечении  $N_2$  и  $N_{2k}$ );  $T, T_k$  – силы внешнего трения в скважине и в колонне соответственно;  $F, F_k$  – силы давления жидкости на стенку скважины в кольцевом пространстве и колонне труб соответственно;  $R$  – радиус кривизны;  $d_g$  – эквивалентный диаметр потока.

$$F = \sqrt{F_x^2 + F_y^2}, \quad (23)$$

$$\beta = \arccos\left(\frac{F_x}{F}\right), \quad (24)$$

$$\varphi = \arccos\left(\frac{F_y}{F}\right). \quad (25)$$

В результате решения (8) и (9) с учетом (10) и (11) для нисходящего потока промывочной жидкости в колонне труб имеем:

$$F_{xk} = N_{2k} \cdot \sin \theta_2 - N_{1k} \cdot \sin \theta_1 + T_k \cdot \sin(0,5 \cdot (\theta_1 + \theta_2)) + \rho \cdot Q \cdot v_k \cdot (\sin \theta_2 - \sin \theta_1), \quad (26)$$

$$F_{yk} = N_{1k} \cdot \cos \theta_1 - N_{2k} \cdot \cos \theta_2 + G_k - T_k \cdot \cos(0,5 \cdot (\theta_1 + \theta_2)) + \rho \cdot Q \cdot v_k \cdot (\cos \theta_1 - \cos \theta_2). \quad (27)$$

$$\beta_k = \arccos\left(\frac{F_{xk}}{F_k}\right), \quad (28)$$

$$\varphi_k = \arccos\left(\frac{F_{yk}}{F_k}\right), \quad (29)$$

$$F_k = \sqrt{F_{xk}^2 + F_{yk}^2}. \quad (30)$$

Таким образом, со стороны восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве и со стороны нисходящего потока в колонне труб в месте искривления скважины из-за изменения импульса потока промывочной жидкости на нижнюю стенку скважины действует суммарная сила давления:

$$\vec{F}^\Sigma = \vec{F} + \vec{F}_k. \quad (31)$$

Эта сила может привести к образованию трещин в горных породах, образующих нижнюю стенку скважины.

Как показывают предварительные расчеты, величина суммарной силы давления может достигать от 10 до 100 тс (100–1000 кН) и выше.

При движении восходящего потока в месте искривления скважины происходит прижатие промывочной жидкости к нижней стенке, что может вызвать отрыв потока от верхней стенки с образованием вихревой зоны (рис. 4).

Скорость движения промывочной жидкости  $v_c$  в сжатом сечении с–с выше, а давление  $P_c$  меньше, чем в сечении 1–1.

Если пренебречь потерей давления на пути промывочной жидкости между сечениями 1–1 и с–с, то в силу закона сохранения энергии изменение потенциальной энергии давления будет равно изменению кинетической энергии жидкости, которая зависит от скорости во второй степени.

Коэффициент местных гидравлических сопротивлений при сжатии потока можно приближенно представить в общем виде [1]:

$$\zeta = \left( \frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)^2, \quad (32)$$

где  $\varepsilon$  – коэффициент сжатия транзитной струи промывочной жидкости,

$\varepsilon = \frac{f_c}{f} = \frac{v_1}{v_c}$ ;  $f_c$  – площадь сжатого сечения,  $m^2$ ;  $f$  – площадь сечений 1–1,  $m^2$ .

С другой стороны [1], для закругленного колена трубопровода диаметром  $D_c$

$$\zeta = \left( 0,05 + 0,19 \cdot \frac{D_c}{R} \right) \cdot \sin \Delta\theta \quad (33)$$

Приравнивая (33) и (34) получим:

$$\frac{1}{\varepsilon} = 1 + \sqrt{0,05 + 0,19 \cdot \frac{D_c}{R}} \cdot \sin \Delta\theta = \frac{v_c}{v_1}. \quad (34)$$

$$\text{Но } \frac{E_{kc}}{E_{k1}} = \frac{E_{n1}}{E_{nc}}, \quad (35)$$

где  $E_{kc}$ ,  $E_{k1}$  – кинетические энергии потока жидкости в сечениях с–с и 1–1 соответственно, Дж;  $E_{nc}$ ,  $E_{n1}$  – потенциальные энергии давления в сечениях с–с и 1–1 соответственно, Дж.

$$\text{Тогда } \frac{v_c^2}{v_1^2} \approx \frac{P_1}{P_c}. \quad (36)$$

Следовательно

$$\frac{P_1}{P_c} = \left( 1 + \sqrt{0,05 + 0,19 \cdot \frac{D_c}{R}} \cdot \sin \Delta\theta \right)^2, \quad (37)$$

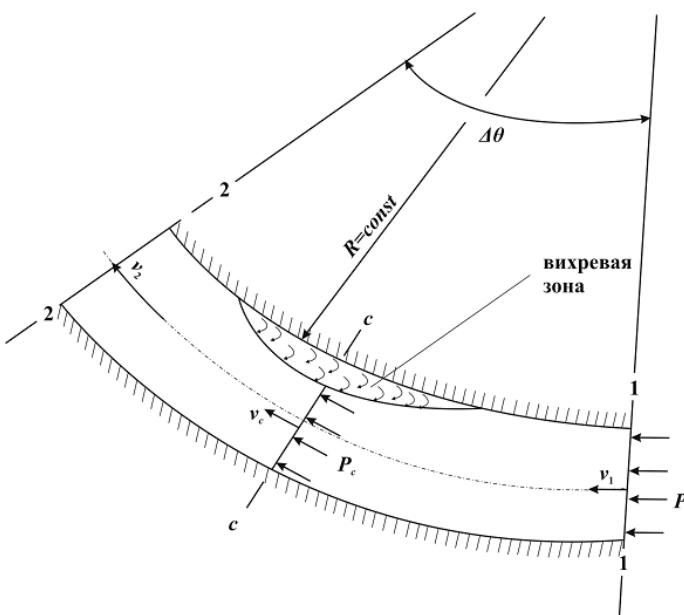


Рис. 4 Схема отрыва восходящего потока от верхней стенки скважины:

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

При увеличении зенитного угла скважины на величину  $\Delta\theta$  на участке кривизной  $k=1/R$ , давление в сжатом сечении потока уменьшится в  $P_1/P_c$  раз, т.е. может произойти депрессионное воздействие на продуктивный пласт.

Деформация горных пород под действием сил давления  $F^\Sigma$  и перепад давления

$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_c$  ( $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление) могут привести к проникновению пластового флюида (воды) в продуктивный пласт, а затем в ствол скважины в месте его искривления (рис. 5).

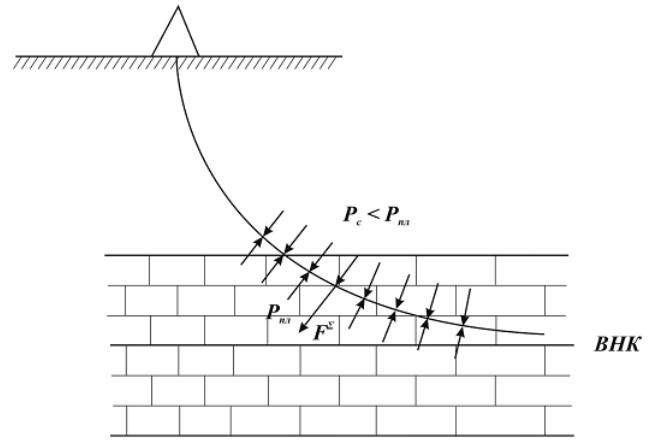


Рис. 5 Схема давлений и сил на участке искривления скважины.

Рассмотренный механизм взаимодействия потока промывочной жидкости со стенками скважины и полученные выше аналитические решения требуют подтверждения и уточнения в условиях реальной скважины.

Таким образом, суммарное давление на стенку скважины, возникающее от взаимного воздействия восходящего потока промывочной в кольцевом пространстве и нисходящего потока в колонне бурильных труб, будет деформировать горную породу продуктивного пласта, создавая возможность проникновения воды из водонефтегазового контакта коллектора внутрь продуктивного пласта и, следовательно, в скважину. Этот процесс может иметь место в искривленной части скважины с горизонтальным окончанием ствола, которая находится в пределах продуктивного пласта. При этом, чем интенсивнее искривление скважины в пределах продуктивного пласта, тем интенсивнее деформация породы этой части ствола и должен наблюдаться больший приток воды в породу коллектора и далее в скважину.

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

Отсюда вывод: необходимо входить в продуктивный пласт с меньшей интенсивностью искривления ствола, чтобы не создавать возможности большей деформации породы, вскрываемой скважиной и создания депрессии на пласт.

Так как проблема, поднятая в данной статье очень сложная, то и статья носит постановочный характер. Поэтому нам интересно знать мнение по этому вопросу других исследователей.

### Литература

1. Алтшуль А.Д., Киселев П.Г. Гидравлика и аэродинамика. – М.: Стройиздат, 1975 .
2. Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики. – М.: Высшая школа, 1995.
3. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергоиздат, 1982.

# Выбор рационального режима работы забойного пульсатора

С.А. Тунгусов (РГГРУ)

При бурении скважин одним из основных технологических процессов является промывка ствола, которая помогает решить такие задачи как закрепление стенки в неустойчивых горных породах, вынос шлама, охлаждение породоразрушающего инструмента. В связи с увеличением объема бурения горизонтальных скважин технология эффективной промывки с минимальными экономическими затратами является актуальной проблемой.

Учитывая законы гидродинамики и известные эффекты нестационарных потоков жидкости (гидравлические удары в трубопроводах, высокопроизводительные воздействия импульсных струй гидромониторов и т.п.), можно предположить, что использование пульсирующей промывки может иметь преимущества перед традиционными видами [1], особенно в наклонных и горизонтальных скважинах, где возможно потенциально опасное скопление частиц шлама на нижней стенке ствола. Для проверки этих предположений нами был спроектирован и сконструирован специальный стенд и проведена серия опытов, подтвердившие наши предположения.

Пульсирующая промывка ствола в определенных условиях (для наклонно-направленных скважин) действительно более эффективна, чем равномерная. Возникает вопрос выбора рационального режима пульсирующей промывки, и, в частности, о частоте импульсов.

При транспортировании шлама по стволу скважины подъему частиц способствует не вся средняя скорость восходящего потока жидкости, а лишь ее часть – вертикальная составляющая. Поэтому, чем выше значение зенитного угла скважины, тем меньше вертикальное значение скорости жидкости и, при прочих равных условиях, ниже транспортирующая способность потока.

На частицу шлама, равномерно движущуюся в восходящем потоке (жидкость ньютоновская, частица тяжелая), в общем случае, действуют три силы (рис. 1): тяжести  $F_T$ , архимедова  $F_A$  и лобового сопротивления  $F_{\text{лс}}$ . При ускоренном относительном движении сумма этих сил вдоль вертикали не равна нулю.

Силы  $F_T$  и  $F_A$  по пути движения частицы шлама неизменны. Переменной в пульсирующем потоке жидкости, определяющей вынос шлама, является сила  $F_{\text{лс}}$ .

При равномерном движении частицы проскальзывают относительно жидкости со скоростью, называемой скоростью витания (скорость относительного движения при равномерном падении):

$$v_e = v - v_w, \text{ м/с} \quad (1)$$

где  $v_w$  – скорость шлама относительно стенок скважины, м/с;

$v$  – средняя скорость (вертикальная) восходящего движения жидкости, м/с;

$v_b$  – скорость витания, м/с.

При задаваемом пульсирующем движении жидкости в некоторый момент времени её поток на время  $t_1$  (время, в течение которого клапан закрыт) перекрывается клапаном, установленным в буровом снаряде у забоя скважины. За закрытым клапаном поток со шламом по инерции продолжает движение, постепенно замедляясь при этом. При замедлении скорость шлама относительно жидкости уменьшается, а коэффициент лобового сопротивления увеличивается, что объясняется следующим образом.

При обтекании тела в форме шара перед ним и за ним в соответствии с уравнением неразрывности течение жидкости должно ускоряться, что, согласно закону Бернуlli, приведет к падению давления. При безотрывном обтекании элементарные трубы тока жидкости за телом расширяются, и поток замедляется, создавая область повышенного давления. В результате этого идеальная жидкость не оказывает сопротивления движущемуся в ней телу. В реальном же течении вязкое трение в пограничном слое гасит скорость потока – у элементов жидкости нет энергии для движения в ту область, где в случае идеальной жидкости было бы повышенное давление. Вследствие этого за телом возникает вихревое движение жидкости.

Заметим, что точка отрыва пограничного слоя в случае турбулентного обтекания шара находится ниже по течению по-

тока, чем при ламинарном обтекании (см. рис. 2, 3). Соответственно, турбулентный «хвост» увлекаемой за телом жидкости значительно меньше ламинарного. Этим и объясняется тот факт, что лобовое сопротивление плохообтекаемых тел значительно снижается при переходе обтекания к турбулентному режиму.

В общем же случае сопротивление при обтекании тела складываются из сопротивления трения и сопротивления давления, причем последнее играет основную роль. Суммарное (лобовое) сопротивление определяется по формуле, предложенной Ньютона:

$$F_{\text{лс}} = Cf\rho \frac{v^2}{2}, \text{ Н} \quad (2)$$

где  $F_{\text{лс}}$  – сила лобового сопротивления, Н;

$C$  – коэффициент лобового сопротивления;

$\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$v$  – скорость тела относительно жидкости, м/с.

$f$  – площадь поперечного сечения тела, м<sup>2</sup>.

Из литературных источников [1, 2] известно, что чем больше коэффициент лобового сопротивления при неизменной скорости, тем выше сила лобового сопротивления и эффективнее происходит вынос частиц. Нами были рассчитаны значения коэффициентов лобового сопротивления движе-

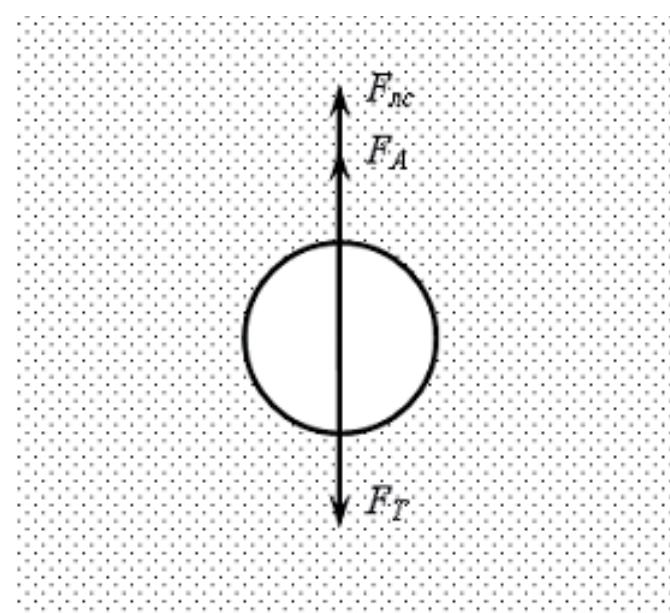


Рис. 1. Схема сил, действующих на тяжелую частицу, равномерно транспортируемую ньютоновской жидкостью  
 $F_T$  – сила тяжести,  $F_A$  – архимедова сила,  $F_{\text{лс}}$  – сила лобового сопротивления.

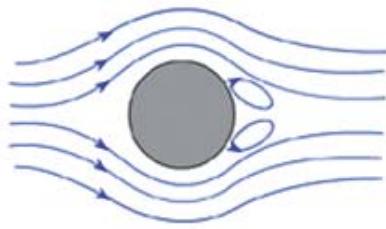


Рис. 2 Ламинарное обтекание шара.

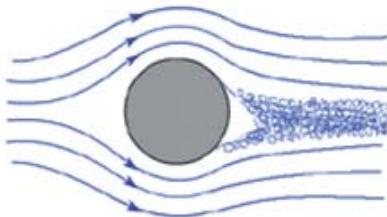


Рис. 3 Тurbulentное обтекание шара

нию частиц шлама в равномерном и пульсирующем потоках по известной формуле [1]:

$$C = 0,112 \cdot \left( 1 + \sqrt{1 + \frac{214}{Re}} \right)^2, \quad (3)$$

где  $Re = \frac{vd}{\nu}$ ;

$R_e$  – число Рейнольдса при обтекании шара потоком жидкости;

$v$  – скорость потока жидкости, м/с;

$d$  – диаметр шара, м;

$\nu$  – кинематическая вязкость жидкости,  $m^2/s$ .

Установлено, что при пульсирующей промывке коэффициент лобового сопротивления больше, чем при равномерной промывке [1]. Особенно это заметно при углах наклона ствола, близких к горизонтальным скважинам.

На наш взгляд это может объясняться следующим. При задаваемом равномерном потоке режим обтекания тела в форме шара жидкостью в любой момент времени является турбулентным. При таком виде обтекания коэффициент лобового сопротивления тела сравнительно мал, что приводит к ухудшению выноса шлама (см. рис. 2).

При переходе к пульсирующему режиму потока в некоторый момент времени скорость потока снижается практически до 0 м/с. Следовательно, обтекание переходит из турбулентного режима в ламинарный, при этом увеличивается коэффициент лобового сопротивления и улучшается вынос шлама (см. рис. 3).

Однако, несмотря на рост значения коэффициента С лобового сопротивления, величина  $F_{lc}$  зависящая от скорости во второй степени, уменьшится.

Перед закрытым клапаном поток останавливается и происходит гидрав-

лический удар. При этом в колонне бурильных труб за счет упругих деформаций жидкости и материала труб происходит накопление потенциальной энергии. Накопленную упругую энергию можно направить на повышение качества процесса очистки направленных скважин от шлама. Для накопления максимальной потенциальной энергии упругой деформации необходимо установить рациональное значение времени  $t_1$ :

$$t_1 = \frac{L}{v_{fp1}}, \text{ с} \quad (4)$$

где  $L$  – длина колонны бурильных труб (длина ствола скважины), м;

$v_{fp1}$  – скорость движения фронта ударной (упругой) волны в колонне бурильных труб, м/с.

Для того, чтобы реализация накопленной потенциальной энергии была наиболее полной, необходимо за время  $t_2$  (время, в течение которого клапан открыт) дать возможность накопленной потенциальной энергии перейти в кинетическую энергию движения жидкости. В первом приближении можно принять  $t_1 = t_2$ .

Высокая скорость потока в течение времени  $t_2$  приведет к увеличению относительной скорости движения (скорости проскальзывания шлама) и, несмотря на соответствующее некоторое снижение значения коэффициента лобового сопротивления, в конечном итоге, к росту силы  $F_{lc}$  и скорейшему выносу шлама на поверхность.

Тогда рациональный период пульсационных колебаний жидкости (время между соседними актами закрытия клапана):

$$T = t_1 + t_2, \text{ с} \quad (5)$$

Следовательно,

$$n = \frac{1}{T} = \frac{1}{t_1 + t_2}, \text{ Гц} \quad (6)$$

где  $n$  – рациональная частота пульсации, Гц.

Обозначим среднее взвешенное значение скорости движения шлама относительно стенок скважины за один период пульсационных колебаний  $v_{wcp}$ . Тогда:

$$v_{wcp} = \frac{\sum_{i=1}^2 v_{w1} t_i}{\sum_{i=1}^2 t_i} = \frac{v_{w1} \cdot t_1 + v_{w2} \cdot t_2}{T}, \text{ м/с} \quad (7)$$

где  $v_{w1}$  и  $v_{w2}$  – средние скорости движения шлама относительно стенок скважины при закрытом и открытом положениях клапана соответственно, м/с.

$$\text{Или } v_{wcp} = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_1}^{t_2} v_w(t) dt, \text{ м/с} \quad (8)$$

где  $t_1$  и  $t_2$  – начальное и конечное время одного периода пульсации соответственно, с.

Тогда при неизменной подаче жидкости и выполнении неравенства

$$v_{wcp} > v_{uu}, \quad (9)$$

пульсирующее движение жидкости обеспечит более быстрый и эффективный на участках искривления скважины подъем шлама на поверхность в сравнении с равномерным течением. Способствовать этому эффекту будут удар о частицу шлама, накопившего потенциальную энергию упругой деформации, потока жидкости и выравнивание местных скоростей жидкости по поперечному сечению потока за счет его продольных колебаний.

В ходе проведения экспериментально-теоретических исследований установлено, что расход промывочной жидкости, достаточный для выноса шлама, при пульсирующей промывке, меньше, чем при равномерной. Предложенные зависимости для определения рациональных значений пульсационных колебаний позволяют установить оптимальный режим работы забойного пульсатора и эффективно управлять очисткой ствола при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

## Литература

1. Альтшуль А.Д., Гидравлические сопротивления М., Недра, 1982, 414 с.

2. Ландау Л.Д., Лившиц Е.М., Теоретическая физика, т. 6, М., Наука, 1988, 736 с.



# Показатель целесообразности ввода виброзащитного устройства в компоновку низа бурильной колонны

Ганджумян Р.А., Сердюк Н.И., Ба Салех С.С. (РГГРУ)

Возрастающие требования к надежности и долговечности элементов бурильной колонны, стойкости породоразрушающих инструментов подтверждают актуальность задачи ограничения параметров колебательных процессов бурильной колонны с помощью специального виброзащитного устройства. В поисках решения этой проблемы к настоящему времени разработаны отечественные и зарубежные конструкции виброзащитных устройств, называемых «амортизатор ударов», «переводник – амортизатор», «виброгаситель», «демпфер», «забойный амортизатор» и др. [5, 7]. Имеющийся опыт [4, 5, 7, 11] свидетельствует о необходимости самого широкого применения таких устройств, высокая эффективность применения которых подтверждена практикой бурения. Однако вопрос о показателе целесо-

образности включения виброзащитных устройств в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) требует детального рассмотрения.

Показатель целесообразности ввода виброгасителя в КНБК неразрывно связан со степенью интенсивности колебательных процессов, обусловливающих в ряде случаев [2, 6] отскоки долота от породы, колебания осевой нагрузки и величины крутящего момента на долоте. Очевидно, этот показатель наиболее правильно было бы устанавливать по величине амплитуды продольных перемещений, являющейся основным критерием, позволяющим оценить вибрационное состояние долота и КНБК, не допуская ее увеличения до каких-то определенных пределов. Измерение этой величины в различных геолого-технических условиях бурения представляет практически весьма сложную задачу [3, 4, 6, 9]. Поэтому более удобно этот показатель устанавливать по величинам

ряда основных факторов, влияющих на интенсивность колебаний, значения которых заранее известны: твердость разбуриемых горных пород, форма и размеры породоразрушающего элемента долота, глубина его внедрения и угловая скорость, упругие свойства (материал, размеры и деформация) нижней части бурильной колонны.

Комплексную количественную характеристику перечисленных факторов наиболее полно отражают понятия жесткости пары зуб-порода  $b_1$  [1, 2, 10] и жесткости динамически возмущенного (ударного) участка колонны  $b_2$  [2], как стержня длиной  $L_{\text{ши}}$ .

Настоящая статья посвящена исследованию зависимости продольных колебаний нижней части бурильной колонны от различных соотношений между жесткостями  $b_1$  и  $b_2$ , с тем, чтобы в дальнейшем применить ее, как показатель  $K$ , оценивающий степень эффективности ввода виброгасителя в КНБК.

Таблица 1.

Твердость	Шифр долота	Жесткость пары зубец-порода $b_1$ , Н/м	
		при статическом нагружении	при динамическом нагружении
1000	190,5 – СГВ 295,3 М – ГВ 295,3 С - ГВ	0,59 – 0,78	11
1000-3000	190,5 Т – ГНУ 295,3 С – ГВ 295,3 Т - ЦВ	0,78 – 2,7	60
3000-6000	295,3 Т	2,7 – 3,6	83

Величина жесткостей ( $b_1$ ,  $b_2$ ) пары зуб-порода и динамически возмущенного участка может быть соответственно определена формулами [2]:

$$b_1 = 2hp_{\text{ш}}k_1tg\gamma, \text{Н/м}; \quad (1)$$

$$b_2 = \frac{2EF}{I_{\text{дин}}}, \text{Н/м}. \quad (2)$$

где  $h$  – длина зуба в м;  $p_{\text{ш}}$  – твердость горной породы в МПа;  $2\gamma$  – угол заострения зуба, °;  $k_1 < 1$  – коэффициент, выражающий отношение высоты непосредственного контакта зуба с породой к глубине его внедрения;  $I_{\text{дин}} = a\frac{T}{2}$  – длина динамически возмущенного участка колонны ( $a$  – скорость распространения упругих волн, м/с;  $T/2$  – абсолютная величина полупериода), м.

Из выражений (1) и (2) следует, что значения  $b_1$  и  $b_2$  изменяются в зависимости от перечисленных выше факторов – твердости забоя скважины, геометрии породоразрушающих элементов долота, площади поперечного сечения, длины ударного участка колонны, частоты продольных перемещений и скорости вращения долота.

Таким образом, от соотношения величин  $b_1$  и  $b_2$  и будет зависеть интенсивность перемещений нижнего конца бурильной колонны и степень эффективности использования виброгасителя.

Вследствие этого, показатель оценки степени эффективности применения виброзащитного устройства можно характеризовать соотношением

$$K = \frac{b_1}{b_2}. \quad (3)$$

Показатель  $K$  не может быть равным нулю –  $K \neq 0$ , так как жесткость ударного участка бурильной колонны  $b_2 \neq \infty$ . В противном случае долото опиралось бы на абсолютно жесткий стержень. Верхний возможный предел показателя

$$K_{\text{max}} = \frac{b_{1\text{max}}}{b_{2\text{min}}}. \quad (4)$$

Выясним значение  $K$ , при котором целесообразно применять виброгаситель.

Как известно [1, 2, 3], чем выше твердость разбуриваемой на забое породы, а следовательно и значение  $b_1$ , тем меньше глубина внедрения зуба в породу  $\delta$  и тем интенсивнее колебания и динамические нагрузки, имеющие место при работе шарошечными долотами.

Учитывая это, интенсивность перемещений долота, а следовательно, и продольная вибрация бурильного инструмента будет возрастать с увеличением величины  $b_1$  по отношению к  $b_2$ , вследствие снижения  $\delta$ , а при  $b_1 >> b_2$ , когда  $\delta=0$  будет максимальной. В этом случае коэффициент

$K > 1$ , что будет характеризовать условие целесообразности применения виброгасителя.

Таким образом, если величина жесткости пары зуб-порода больше величины жесткости динамически возмущенного участка колонны, т.е.  $b_1 > b_2$ , возникает необходимость ввода виброгасителя. Очевидно, если  $b_1 = b_2$ , также целесообразно вводить виброгаситель в КНБК. Чем выше значение  $K$ , тем выше будет степень эффективности ввода амортизатора. Как видно из соотношения (3), при определенных условиях, когда динамически возмущенный участок представляет собой систему, жесткость которой выше жесткости пары зуб-порода  $K < 1$ . В этом случае, сопротивляемость горных пород динамическому внедрению зуба долота, а, следовательно, и вертикальные перемещения самого долота будут незначительными, вследствие чего и отпадает необходимость в применении виброзащитного устройства.

Определим некоторые численные значения, которые могут принимать  $b_1$  и  $b_2$  в процессе взаимодействия долота с породой.

Значения  $b_1$  для различных по твердости горных пород и типоразмеров долот как при статическом, так и динамическом нагружении, приведены в таблице 1. Из таблицы 1

Таблица 2.

Источники вертикального перемещения долота	Типы и размеры долота	$n, \text{мин}^{-1}$	$v, \text{с}^{-1}$	$T, \text{с}$	$I_{\text{дин}}, \text{м}$	$b_2, \text{Н/м}$		
						1	2	3
Перекатывание шарошек с зуба на зуб	190,5 С-ГВ	600-700	232-348	0,0028-0,0043	7,9-11	46-34	53-37	98-75
	190,5 Т-ГНУ							
	295,3 М-ГВ							
	295,3 С-ГВ	50	19,4-28,9	0,035-0,05	89-127	56-35	84-49	108-74
	295,3 Т							
Волкообразная поверхность забоя скважины	Трехшарошечные долота	600-700	30	0,03	76	65	98	131
		300	15	0,06	170	29	48	60
		200	10	0,1	250	19,6	29	40

Примечание: I. При  $I_{\text{дин}} < II$  м значение  $F$ , входящее в выражение  $b_2$ , соответствует площади поперечного сечения вала (шпинделя) забойного двигателя, а при  $I_{\text{дин}} > II$  м  $\leq 250$  м – сечению УБТ.

II. 1, 2, 3 – различные сечения  $I_{\text{дин}}$ , соответственно УБТ 146 мм, 178 мм и 203 мм. При бурении забойными двигателями, соответственно шпинделем электробуров Э170-8М и Э215-8М.

видно, что для одного и того же типа долота значение  $b_1$  возрастает с увеличением твердости горной породы. Значения  $b_1$  при статическом нагружении определялись по формуле (1). Однако это формула не учитывает динамического вдавливания зуба долота в породу и его притупления. Результаты экспериментальных исследований [Королько Е.И., Эйгелес Р.М., 1964 – 1968 г.г.] показывают, что кривые статического нагружения во всех случаях расположены ниже динамических, т.е. жесткость пары зуб-порода (первого скачка) при статическом приложении нагрузки всегда ниже, чем при динамическом. Согласно тех же исследований, при увеличении площадки притупления зубца от 0,1 до 4 мм жесткость пары зуб-мрамор возрастает в 10 раз. С учетом полученных экспериментальных данных и приняты уточненные значения  $b_1$  при динамическом нагружении.

Значение жесткости  $b_2$ , применительно к роторному способу бурения и электробурению сведены в табл. 2.

Частота продольных перемещений долота определялась при перекатывании: с зуба на зуб  $v_1$  по приближенной формуле

$$v_1 \approx \frac{n_D D_D z_e}{60 d_{us}}, c^{-1}; \quad (5)$$

по волнообразной поверхности забоя  $v_2$ .

$$v_2 \approx \frac{\pi n_D k}{30}, c^{-1}, \quad (6)$$

где  $n_D$  – частота вращения долота в мин<sup>-1</sup>;  $D_D$  и  $d_{us}$  – соответственно диаметры долота и шарошки, мм;  $z_e$  – число зубцов периферийного венца шарошки;  $k$  – число выступов на забое, кратное числу шарошек.

Для выяснения общей закономерности  $K = f(l_{dyn})$  составлен график, показанный на рисунке.

Полученный график позволяет сделать следующие выводы:

- для одного и того же материала, длины и поперечного сечения динамически возмущенного участка, с увеличением твердости пород, а следовательно, жесткости пары зуб-порода значение  $K$  возрастает;

- при низкой частоте колебаний  $v=I-30$  сек<sup>-1</sup>  $l_{dyn}$  приобретает максимальное значение, при этом  $K$  также возрастает;

- условие целесообразности ввода виброгасителя в КНБК, а, следовательно, и степень эффективности его применения зависит от типоразмера долота, его угловой скорости, частоты продольных перемещений, жесткости, системы «зуб-порода» динамически возмущенный участок и для различных геологотехнических условий бурения может устанавливаться

по кривым, представленным на рисунке. При этом должны быть заранее известны значения  $n_D$ ,  $v_1$  и  $v_2$ .

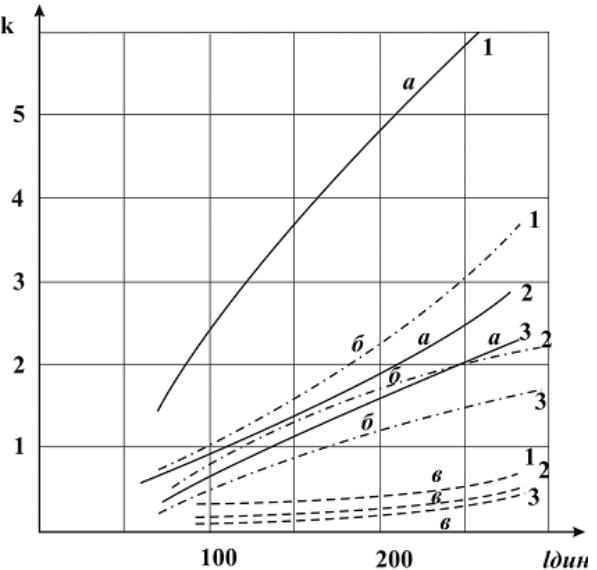


Рис. 1 Зависимость показателя целесообразности ввода виброзащитного устройства от длины динамически возмущённого участка бурильной колонны ( $K = f(l_{dyn})$ ) (по данным таблицы 2)  
Кривые а – соответствуют твердым горным породам; б – горным породам средней твердости; в – мягким горным породам. 1, 2, 3 – различные сечения динамически возмущенного участка и узлов на изгиб с кручением.

## Литература

1. Владиславлев В.С. Разрушение горных пород при бурении скважин – М.: Гостоптехиздат, 1958, 241с.
2. Балицкий П.В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины – М.: Недра, 1975, 294с.
3. Ворожбитов М.И. Анализ взаимодействия долота с забоем скважины по данным записи вибраций // Нефтяное хозяйство, 1972, № 4, с.29433.
4. Ганджумян Р.А., Залкин С.Л., Середа Н.Г. Анализ результатов измерений вибрации электробура на забое // НТС «Машины и нефтяное оборудование», 1969, № 11, с.17421.
5. Гаррет У.Р. Влияние скважинного амортизатора ударов на эксплуатационные характеристики долот и бурильных труб // НТС Машины и нефтяное оборудование, 1969, № 4, с.7416.
6. Канинхэм Р.А. Анализ результатов измерений усилий и элементов движения колонны бурильных труб // Конструирование и технология машиностроения, 1968, № 2, с.14423.
7. Пехньо М.Н., Цыхан А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин с применением наддолотных амортизаторов – Киев, изд. АН УкрССР, 1971, 123с.
8. Прочность, устойчивость, колебания. Справочник в трех томах. Том 3. Под редакцией Биргера И.А. и Пановко Я.Г. – М.: «Машиностроение», 1968, 567с.
9. Чепелев В.Г., Фетисенко Н.П., Абакумов В.И. и др. Телеметрическая система для исследования вибраций бурильной колонны и осевой нагрузки на долото при электробурении // Нефтяное хозяйство, 1970, № 1, 15418.
10. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород – М.: Гостоптехиздат, 1950, 211с.
11. Jones Tom. Bit life ROP justify shok absorbs – «Oil and Gas J», 1979, 77, №10 р.р. 134, 136, 141.



# Влияние выноса шлама на устойчивость КНБК на проектной траектории при бурении тангенциального интервала профиля субгоризонтальной скважины

А.С.Повалихин, А.Г.Шатровский  
(ООО «Интеллект Дрilling Сервисиз»)

Субгоризонтальная скважина характеризуется наличием протяжённого тангенциального участка с зенитным углом свыше  $80^\circ$ , который в отличие от горизонтальных скважин, располагается выше продуктивного пласта и предназначен для достижения отдалённой от буровой площадки точки нефтегазового месторождения.

Отмеченные особенности профиля определяют следующие факторы, осложняющие процесс бурения субгоризонтальных скважин:

- значительная часть бурильной колонны, находится в условиях сжатия, что может привести к потере её продольной устойчивости и спиральному изгибу;
- в процессе бурения и СПО интенсивно изнашиваются бурильные трубы и промежуточные обсадные колонны;

– проводка тангенциальной части профиля производится в интервалах залегания неустойчивых горных пород с низкой прочностью;

– за счёт значительного контактного давления бурильной колонны на стенку ствола в процессе бурения роторным способом и СПО формируются желобные выработки;

– изменение напряжённого состояния горной породы в интервале желобных выработок приводит к обрушению стенки ствола и образованию каверн;

– пересечение долотом пластов горной породы под острым углом способствует искривлению ствола скважины на литологических границах;

– диспергирование шлама бурильной колонной и интенсивный переход твёрдой фазы в буровой раствор;

– интенсивное оседание шлама на нижнюю стенку ствола.

В целях обеспечения плавной траектории бурения, снижения механичес-

кого воздействия бурильной колонны на стенку ствола и повышения устойчивости КНБК на проектной траектории в работе [1] для проводки тангенциального интервала профиля субгоризонтальной скважины предлагается использовать системы управляемого бурения с оптимальными параметрами на основе забойного двигателя (ЗД). При бурении оптимальными КНБК разрушение горной породы долотом осуществляется в направлении проектной траектории без отклоняющей силы. При этом ствол скважины формируется близким идеальной форме, что будет способствовать:

- снижению сил сопротивления при перемещении колонны бурильных и обсадных труб в стволе скважины;
- повышению технико-экономических показателей бурения;
- повышению продольной устойчивости бурильной колонны;
- сокращению времени на подготовку ствола к спуску жёстких обсадных колонн;

– повышению герметичности и качеству крепи скважины.

Оптимальные размеры КНБК определяются в соответствии с известными методиками путём решения математической задачи в рамках идеализированной расчётной схемы [1, 2]. Условия бурения в реальной скважине могут существенно отличаться от условий заданных расчётной схемой. Если изнашивание опорных элементов и увеличение диаметра ствола вследствие эрозии его стенки рассматривались в известных работах [3], то влияние шлама в стволе скважины на траекторию бурения в предыдущих исследованиях не изучалось.

В практике наклонно-направленного бурения при оптимизации геометрических размеров КНБК применяются преимущественно два критерия, в соответствии с которыми при расчёте КНБК задаются следующие условия на долоте [2]:

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

При равенстве нулю отклоняющей силы горная порода в процессе бурения будет разрушаться долотом только в направлении его оси, которое в общем случае может не совпадать с направлением проектной траектории бурения. Поскольку при выполнении данного критерия долото в скважине расположено под углом, то возникает перерезывающая сила, которая снижает ресурс его работы.

Имея на долоте равенство нулю не только отклоняющей силы, но и угла его перекоса, горная порода будет разрушаться только вдоль или по касательной к оси ствола скважины, что создаёт оптимальные условия для работы породоразрушающего инструмента.

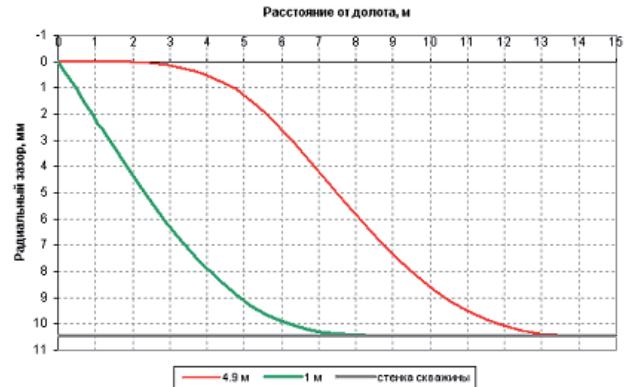
Таким образом, критерий оптимизации параметров КНБК, основанный на равенстве нулю отклоняющей силы на долоте и угла его перекоса, имеет существенные преимущества и пред-

ставляется наиболее приемлемым критерием при расчёте и проектировании КНБК различной конструкции для бурения субгоризонтальных скважин.

Реализация критерия оптимизации на долоте обеспечивается за счет баланса изгибающих моментов на нижнем центраторе, действующих со стороны направляющей секции и со стороны расположенной выше остальной части КНБК до точки касания ЗД стенки ствола скважины. Поэтому наличие слоя шлама на нижней стенке ствола может привести к снижению изгибающего момента, действующего на направляющую секцию КНБК со стороны её верхней части.

На рис. представлены графики упругой оси оптимальной КНБК с одним центратором на основе ЗД-195 с долотом диаметром 215.9 мм. Упругая ось рассчитана для КНБК с длиной направляющей секции 1 м (одно условие оптимизации) и 4.9 м (два условия оптимизации). Из графиков, приведенных на рис., следует, что расстояние от центратора до точки касания корпуса ЗД стенки скважины у оптимальной КНБК с одним условием оптимизации составляет 7.6 м, а у оптимальной КНБК с двумя критериями оптимизации – 9.5 м. При этом у последней КНБК форма упругой оси со стороны точки касания более пологая.

Слой шлама представляет собой, дополнительную линейную опору корпуса ЗД, которая не предусмотрена расчётной схемой. За счет наличия шлама под корпусом ЗД уменьшается расстояние от верхнего центратора до точки



Упругая ось оптимальной КНБК с одним центратором на основе забойного двигателя диаметром 195 мм с долотом диаметром 215.9 мм при длине направляющей секции 4.9 и 1.0 м.

контакта его корпуса с нижней стенкой ствола скважины. Например, если расчет расстояния производить от точки касания, то для КНБК с двумя условиями оптимизации радиальный зазор между корпусом ЗД и стенкой скважины свыше 1 мм будет на расстоянии 3.3 м, а для КНБК с одним условием оптимизации – 2.1 м. При этом снижается величина изгибающего момента, действующего на направляющую часть КНБК, что приводит к нарушению заданных расчётной схемой условий на долоте.

В табл. 1 представлены результаты расчета максимальной величины отклоняющей силы на долоте оптимальной КНБК с одним центратором на базе ЗД-195 при наличии шлама в стволе скважины.

Из табл. 1 следует, что при скоплении шлама на нижней стенке ствола скважины у всех вариантов КНБК отклоняющая сила направлена в сторону уменьшения зенитного угла. Таким образом, при бурении в условиях недостаточной очистки ствола скважины от шлама КНБК с одним центратором будет искривлять ствол с уменьшением зенитного угла.

Критерий оптимизации с двумя условиями жестко устанавливает длину направляющей секции КНБК с одним центратором, длина которой при этом близка к максимально возможной длине направляющей секции КНБК, оптимизированной по критерию равенство нулю отклоняющей силы. Однако, при увеличении количества центраторов появляется возможность получить множество вариантов оптимальных размеров КНБК для заданных значений зенитно-

Таблица 1.

Отклоняющая сила на долоте оптимальной КНБК с одним центратором на основе ЗД-195 с долотом диаметром 215.9 мм

№ варианта	Оптимальные размеры КНБК		
	Длина направляющей секции, м	Диаметр центратора, мм	Максимальная отклоняющая сила, кг
1	1	211.5	-196
2	2	209.0	-194
3	3	208.0	-155
4	4	209.5	-108
5	5	214.1	-75

Таблица 2

Отклоняющая сила для КНБК с двумя центраторами на основе ЗД-195 с долотом диаметром 215.9 мм

№ варианта	Длина направляющей секции, м	Диаметр нижнего центратора, мм	Длина верхней секции, м	Диаметр верхнего центратора, мм	Максимальная отклоняющая, кГ
1	1.0	214.8	8.5	212	175
2	1.5	214.6	8.5	212	112
3	2.0	214.7	8.5	212	79
4	2.5	215.3	8.5	212	63

го угла и радиуса кривизны ствола скважины [4].

Анализ работы двухцентраторной КНБК с оптимальными размерами в условиях интенсивного накопления шлама на стенке ствола субгоризонтальной скважины показывает, что влияние слоя шлама противоположно описанному процессу искривления ствола при бурении КНБК с одним центратором.

Как следует из табл. 2, при наличии в стволе скважины шлама за счет отклоняющей силы на долоте КНБК в процессе бурения будет искривлять ствол с увеличением зенитного угла.

Установленные закономерности могут быть использованы для оценки устойчивости КНБК на проектной траектории и для управления траекторией бурения протяжённых интервалов профиля скважины.

Таким образом, при неудовлетворительной очистки ствола скважины нарушаются условия работы КНБК, заданные расчетной схемой, что приводит к изменению баланса сил, действующих на долото. При этом для устойчивых КНБК характерны малые следствия, не приводящие к значительным изменениям траектории бурения, а для неустойчивых – большие следствия при небольших отклонениях от расчетной схемы и величинах дестабилизирующих факторов.

Вывод о том, устойчива КНБК или не устойчива на проектной траектории бурения может быть разным в зависимости от вида отклонения от расчетной схемы и величины возникающей при этом отклоняющей силы.

Для количественной оценки устойчивости КНБК на проектной траектории приняты показатели, которые позволяют определить устойчивость каждого расчетного варианта оптимальных размеров в реальных условиях бурения конкретной скважины [5].

Как уже отмечалось, влияние шлама сводится к изменению формы упругой оси КНБК и появлению отклоняющей силы на долоте. КНБК является упругим телом, поэтому за-

висимость величины опорных реакций на центраторах и отклоняющей силы на долоте от величины слоя шлама имеет линейный характер. Поэтому целесообразно в качестве показателя устойчивости КНБК при действии анализируемого дестабилизирующего фактора целесообразно принять величину изменения отклоняющей силы на долоте при увеличении толщины шлама на 1 мм.

где:  $\Pi_{уст} = \frac{\Delta F_{от}}{\Delta \Phi}$   
 $\Pi_{уст}$  – показатель устойчивости, кН/мм;

$\Delta F_{от}$  – отклоняющая сила на долоте, кН;

$\Delta \Phi$  – толщина слоя шлама на нижней стенке скважины, мм.

При анализе устойчивости оптимального варианта КНБК величина отклоняющей силы на долоте при заданных величинах диаметра скважины и центраторов при различной толщине слоя шлама может быть рассчитана с помощью специальных программ для ЭВМ [6].

#### Выводы:

1. Точное выполнение проектного профиля при проводке тангенциального интервала ствола субгоризонтальной скважины является технологической задачей, в рамках которой должны быть рассмотрены следующие вопросы:

– выбор рациональной схемы КНБК;

– расчёт оптимальных размеров КНБК и выбор варианта, обеспечивающего её устойчивость на проектной траектории;

– минимизация эрозии стенки скважины путем оптимизации гидравлической программы бурения;

– снижение износа рабочих элементов центраторов за счет совершенствования конструкции и применения новых материалов;

– очистка ствола скважины от шлама в интервале размещения КНБК в процессе бурения.

2. В условиях недостаточной очистки ствола скважины от шлама целесообразно применять двух-

центраторные КНБК с оптимальными размерами.

3. Улучшение очистки ствола скважины от шлама, особенно в интервале расположения верхней активной части КНБК, повысит надёжность работы и устойчивость стабилизирующей КНБК на проектной траектории.

#### Литература

1. Повалихин А.С., Солодкий К.М., Шатровский А.Г. Оптимизация параметров управляемых КНБК для бурения субгоризонтальных интервалов профиля направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2008, № 4.

2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн, «Недра», М., 1995 .

3. Шатровский А.Г. Исследование работы КНБК для бурения по проектному профилю забойными двигателями в сложных условиях // Инженер-нефтяник, 2008, № 1.

4. Повалихин А.С., Солодкий К.М., Фёдоров А.Ф., Коростелева Г.В., Калинин А.Г. Оптимизация параметров КНБК в целях проводки ствола скважины с постоянной кривизной // Техника и технология бурения скважин, экспресс-информация (отечественный опыт), ВНИИОЭНГ, вып. 10, М., 1989.

5. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2005, № 12.

6. Повалихин А.С., Солодкий К.М. Расчёт и проектирование КНБК: программное обеспечение // Инженер-нефтяник, 2007, № 2.

# К вопросу о механизме взаимодействия полимерных реагентов в составе полимер-глинистых буровых растворов

Г.А.Кудайкулова

Высокие технико – экономические показатели бурения при использовании полимерных растворов достигаются благодаря комплексу свойств, которые можно регулировать в зависимости от конкретных горно – геологических условий.

Широкое применение полимеров в составе бурового раствора позволяет сократить расход химических реагентов, уменьшить затраты физического труда, что способствует сокращению сроков строительства скважин и экономии материальных затрат.

Технологическая эффективность полимерных реагентов обусловлена рядом специфических характеристик, присущих только им и отличающих их от других реагентов. К этим характеристикам полимеров относят огромную молекулярную массу, конформационное и конфигурационное многообразие, прочность цепи макромолекулы, а также полиэлектролитные свойства и способность к межмолекулярным взаимодействиям, то есть поверхностную активность.

Часто при введении в раствор полимера улучшается или изменяется сразу несколько технологических параметров бурового раствора.

Существуют определенные закономерности взаимодействия в полимер-глинистых системах, выявляя которые, можно реализовать возможность управления их свойствами. Рассмотрим эти закономерности.

В водном растворе цепочки молекул полимера, например, полиакриламида (ПАА) скручиваются в спирали, складываются в «пачки», т.е. образуют сетчатую, «сшитую», загущенную структуру, которая взаимодействует с бентонитовой глиной. Причем наряду с образованием загущенной структуры в полимер-глинистом растворе можно предположить наличие химического взаимодействия между молекулами полимера и глинистыми частицами. Известно, что амидные группы подвергаются гидролизу дос-таточно интенсивно в растворах щелочных, каковыми являются буровые растворы. Глина соответствует созданию среды, в которой гидролиз протекает по следующей схеме:

В работе [3] взаимодействия полимеров с глиной рассмотре-

но с позиций изменения энергетики процесса. Как считают авторы указанной работы, процессы адсорбции полимеров на глинистой фазе идут с выделением теплоты (экзотермические процессы), проходят экстремальную точку, а затем после заполнения поверхности энергия нарастает, и процесс становится эндотермическим. Этим можно объяснить тот факт, что при определенной концентрации, когда энергия эндотермического процесса максимальна и система неустойчива, происходит флокуляция глинистых частиц полимером. Затем при увеличении концентрации полимера система постепенно стабилизируется за счет снижения ее энергетики почти до нуля. И далее при увеличении концентрации полимера энергия процесса нарастает, он становится эндотермическим и система дестабилизируется. Это объясняется тем, что в системе происходят взаимодействия побочных факторов и образования других структур.

Основная трудность теоретического описания водных растворов полимера заключается в существовании сильных специфических взаимодействий (например, водородные связи или более слабые диполь – дипольные взаимодействия) между молекулами воды и сегментами полимерной цепи. Эта трудность усугубляется существующей до настоящего времени неопределенностью в представлениях о структуре самой жидкой воды. При проведении экспериментов с водными растворами полимеров возникает дополнительная проблема обеспечения полного растворения полимера, причем, даже если это условие выполняется, иногда нелегко избежать агрегации растворенных молекул.

Экспериментальные значения энтропии и энтальпии разбавления ряда полимеров (полиоксиэтилена (ПОЭ), поливинилового спирта (ПВС)) в воде часто имеют отрицательный знак, что соответствует экзотермическому характеру процесса смешения в отличие от эндотермического смешения, которое обычно наблюдается для неполярных систем при комнатной температуре.



В работах Баркера и Фока [8] и Уилера [15] были сделаны попытки дать формальное описание этих представлений в рамках модели решетки или «декорированной решетки» для низкомолекулярных соединений.

Указанные модели были построены в предположении, что единственным видом нетривиальных взаимодействий являются взаимодействия между молекулами двух различных компонентов, которые носят характер либо притяжения, либо отталкивания. Считалось, что на каждой молекуле имеются особая точка контакта и ряд обычных точек. Притяжению соответствует случай, когда специальная точка контакта молекулы одного типа направлена навстречу соседней молекуле другого типа. Анализ показал, что описанная модель предсказывает кривую существования в виде замкнутой петли.

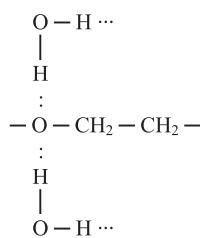
Не исключено, что аналогичные представления применимы для описания не только низкомолекулярных жидкостей, но также и растворов полимеров, для которых установлена кривая существования в виде замкнутой петли. Заметим, однако, что с точки зрения теории свободного объема для таких систем можно ожидать наличия и второй верхней критической температуры растворения при нагревании до температур, близких к критической точке воды. Из соображений симметрии вытекает, что должна существовать также вторая нижняя критическая температура растворения, лежащая ниже температуры плавления льда.

Впервые представление о такой гипотетической нижней критической температуре было введено на основе других соображений в работе Молино [13]. По его оценкам, благодаря понижению растворимости ПОЭ в воде при охлаждении ниже 318 К нижняя критическая температура для системы ПОЭ – вода должна быть равной 258 К. Аналогичный вывод был сделан независимо в работе Хью и Купера [10], по расчетам которых соответствующая температура равна 278 К.

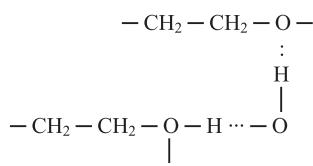
Согласно имеющимся экспериментальным данным в работе [9] для ряда водных систем параметр взаимодействия растет по мере повышения концентрации полимера и может даже проходить через максимум.

Детальный анализ термодинамики растворов распространенных водорастворимых синтетических полимеров (ПВС, ПОЭ, ПАА и др.) приведен в обзоре Молино [13].

Калориметрические измерения теплот смешения ПОЭ с водой показали, что максимальный экзотермический тепловой эффект наблюдается при мольном отношении 2:1 воды к повторяющимся единицам цепи ПОЭ. Это означает, что каждое оксиэтиленовое звено может кооперативно образовывать водородную связь с парами молекул воды предположительно по двум гибридным орбиталам атомов кислорода:



Калориметрические эксперименты показали, что в системах, обогащенных полимерной фазой, добавление первых нескольких молекул воды приводит к существенному понижению экзотермического теплового эффекта. Возможно, в этом случае каждая молекула воды образует водородную связь с двумя отдельными оксиэтиленовыми звеньями:



В результате две водородные связи, разрушающиеся при удалении каждой молекулы воды из объемной фазы воды, заменяются на две несколько более сильные водородные связи, соединяющие отдельные оксиэтиленовые звенья. Изложенные представления находятся в хорошем качественном согласии с обнаруженным в работе [12] отрицательным знаком избыточной (т.е. некомбинаторной) энтропии разбавления ПОЭ в воде, которая резко возрастает по абсолютной величине симбатно концентрации полимера.

Из сказанного вытекает, что в области разбавленных растворов экзотермические взаимодействия между полимером и молекулами воды способствуют смешению. По мере повышения концентрации полимера вклад таких взаимодействий снижается, в то время как благодаря эффекту структурирования возрастает

абсолютное значение декремента энтропии. Оба этих эффекта понижают растворимость полимера в воде и приводят к возрастанию параметра взаимодействия с ростом концентрации полимера.

Описанное выше поведение наблюдается не для всех водных растворов полимеров. В частности, для водных растворов полиакриловой кислоты и ПАА в области низких pH найдены положительные значения энталпии и энтропии разбавления [14].

Калориметрические измерения Дея и Робба [11] подтвердили эндотермический характер разбавления ПАА водой, в то время как разбавление водой замещенных ПАА сопровождается появлением отрицательных теплот разбавления. Предполагается, что эндотермический характер разбавления растворов ПАА связан с затратами энергии на разделение ассоциированных амидных диполей.

Взаимодействие полимера с глинистыми частицами является экзотермическим процессом и процесс адсорбции полимера на глине и стабилизации глинистой суспензии идет практически самопроизвольно и с большой скоростью. Уловить экстремальную точку не удается, т.к. с увеличением содержания глины процесс стабилизации продолжается и ускоряется. Адсорбция полимера на глине зависит от активности глины и величины его зерен.

Для интерпретации данных, полученных при взаимодействии полимеров на поверхности глинистых частиц, пользуются термодинамическими методами, а именно расчетом и оценкой таких величин, как энтропийный фактор и плотность энергии когезии. Метод оценки данных величин применяется в исследовательской практике. Значения параметров и их изменения в динамическом режиме дают возможность оказывать влияние на протекание процесса.

Плотность энергии когезии (П.Э.К) [2, 5] является удобной величиной для оценки меры интенсивности межмолекулярного взаимодействия. П.Э.К численно равна потенциальной энергии единицы объема вещества, но имеет противоположный знак. П.Э.К эквивалентна работе удаления взаимодействующих молекул или атомов на бесконечно большое расстояние друг от друга. Если когезия обусловлена силами Ван-дер-Ваальса, то плотность энергии когезии ( $C$ ) можно определить в соответствии с уравнением:

$$C = -\frac{E}{V} = -N_0 \frac{v}{V} \quad (2)$$

где  $E$  – молярная потенциальная энергия вещества, Дж/моль;  $V$  – молярный объем, м<sup>3</sup>/моль;  $v$  – потенциальная энергия одной молекулы, Дж;  $N_0$  – число Авогадро, 1/моль.

Однако воспользоваться уравнением (2) для практических расчетов невозможно. Поэтому П.Э.К часто выражают через параметр растворимости  $\delta$ :

$$\delta = \sqrt{C} \quad (3)$$

Параметр  $\delta$  характеризует способность веществ к взаимному растворению, т.е. к образованию гомогенной системы. Обязательным условием образования такой системы является уменьшение ее свободной энергии  $\Delta Z$  при смешении компонентов:

$$\Delta Z = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (4)$$

где  $\Delta H$  (изменение энталпии) – тепловой эффект смешения, растворения, смачивания, адсорбции;  $\Delta S$  – изменение энтропии, кал/моль;  $T$  – абсолютная температура, °К.

Уравнение (4) – это известное уравнение Гиббса, главное термодинамическое уравнение любого процесса. Особенность систем, включающих полимеры, состоит в том, что большую роль в этом уравнении играет энтропийный фактор. В химии больших молекул и поверхностей, обычно энтропийный фактор связывают со строением вещества, т. е. с образованием, пачек, флокул, мицелл полимера в растворе и на поверхности сорбента. Изменение энтропии рассчитывается по формуле Флори – Хаггинса [5, 7]:

$$\Delta S = -R \cdot \sum_{i=1}^m n_i \cdot \ln \Phi_i \quad (5)$$

где  $R$  – газовая постоянная;  $n_i$  – число молей компонентов;  $\Phi_i$  – их объемные доли.

Существует несколько уравнений для расчета параметра  $\delta$ . Все они характеризуются большим или меньшим коэффициентом приближения. Наиболее прямым и точным методом определения параметров растворимости является вычисление  $\delta$  по значениям  $\Delta H$  [6]:

$$\delta = \Delta H - \frac{R \cdot T}{V} \quad (6)$$

Нами рассчитаны значения энтропии и коэффициентов взаиморастворимости компонентов систем, содержащих различные полимерные реагенты при смешении с водой и адсорбированные на поверхности глин (табл. 1). Из табл. 1 видно, что наиболее высокими значениями энтропии и коэффициента взаиморастворимости характеризуется реагент Polycol 60 S и система Polycol 60 S + вода + глина. По-видимому, это можно

Таблица 1.

Энтропия и коэффициенты взаиморастворимости компонентов систем, содержащих различные реагенты.

Состав системы	$\Delta S$ кал/моль	$\delta$ (кал/см <sup>3</sup> ) <sup>1/2</sup>
Polycol 60 S (0.1 – 0.7 %) + вода	20.35	65.7 – 87.5
Polycol 60 SM (0.1 – 0.7 %) + вода	20.30	67.5 – 78.9
Вода + глина 5.5 %	20.07	4.90
Polycol 60 S (0.1 – 0.7 %) + глина 7.7 % + вода	19.7 – 20.5	98 – 117
Polycol 60 SM (0.1 – 0.7 %) + глина 7.7 % + вода	18.7 – 19.5	80 – 94
Polyfor 30 (0.2 – 0.8 %) + вода	20.18	3.56 – 4.2
Polyfor 30 (0.2 – 0.8 %) + глина 8.3 % + вода	20.21	7.67 – 8.45
Antisol 100 0.4 % + вода	20.31	35.43
Antisol 100 0.4 % + глина 5.4 % + вода	20.26	57.26

объяснить строением этого реагента и большой молекулярной массой (по данным, полученным на вибрационном вискозиметре SV – 10).

С целью оценки и интерпретации процессов, протекающих на поверхности твердых сорбентов при их смачивании водными растворами полимеров, можно использовать различные методы. Например, с помощью уравнения Полинга [4] можно рассчитать энергию связи между активными центрами сорбента и полимера, физический смысл которой состоит в том, что этот параметр характеризует энергию деформации связей при контакте твердой поверхности с жидким раствором, прочность адсорбции полимеров на твердой поверхности.

Мультиплетная теория А.А.Баландина [1], основанная на методе адсорбционно – химических равновесиях и адсорбционно – кинетическом методе расчета, позволяет оценить предкатализитическое взаимодействие на поверхности твердых сорбентов.

Сочетания этих методов позволили Долганской С.И. предположить следующий возможный механизм взаимодействия компонентов в системе полимер – горная порода [3]:

1) при адсорбции раствора на поверхности твердого сорбента образуется мультиплетный адсорбционный комплекс, т.е. определенные активные центры на поверхности контактируют с определенными частями молекулы полимера по схеме:



2) в процессе, обычно не сопровождающемся катализом, стадия (б) не наступает и процесс адсорбции является обратимым, достигая равновесия.

Автором сделаны выводы, что сорбция на глинистых минералах идет по центрам, содержащим такие элементы, как Si, Al, Mg, Ca. Наиболее прочно адсорбируется углеводородный скелет полимера, менее активно и прочно сорбируются функциональные группы. При адсорбции большое значение имеет строение вещества.

Полученные в настоящей работе данные свидетельствуют о том, что процесс адсорбции полимера на поверхности глины протекает до стадии образования мультиплетного адсорбционного комплекса. При небольших концентрациях полимеров происходят экзотермические взаимодействия полимеров с водой и по мере увеличения концентрации полимеров вклад этих взаимодействий уменьшается. Но с другой стороны, благодаря эффекту структурирования, происходит увеличение значения энтропии (таблица 1). Оба этих эффекта понижают растворимость полимеров в воде и приводят к возрастанию параметра взаимодействия с глинистой поверхностью с увеличением концентрации полимера.

Как известно, адсорбция полимеров на поверхности глинистых минералов зависит от активности глины, наличия активных центров как на поверхности глины, так и в структуре полимерных реагентов. Критерием определения коллоидной активности глины является выход бурового раствора. Увеличение концентрации

полимеров приводит к увеличению выхода бурового раствора, как это показано в табл. 2.

Полимеры (Polycol 60S, Polycol 60SM и Polyfor 30), которыми обрабатывают глинистые суспензии, адсорбируясь на поверхности дисперсной фазы, повышают ее гидрофильность, увеличивают толщину гидратной оболочки и, следовательно, эффективный объем дисперсных частиц, что приводит к росту пластической вязкости суспензии. Это улучшает выносящую способность раствора, смазочные свойства и способствует стабилизации стенок скважины.

Изученные полимеры представляют собой ПАА соединения и являются активными, т.к. у них имеется активный центр, он находится на группе = C = O, где электронная плотность смешена к атому кислорода. Это приводит к сильному внутримолекулярному взаимодействию в щелочной среде и отсутствию такого взаимодействия в кислой среде. При этом длинные молекулы полиакриламидных соединений закручиваются в спирали, складываются в пачки, т.е. образуют ту сетчатую структуру, которая у других полимеров отсутствует (ввиду отсутствия активного центра). Активными центрами на поверхности изученной глины являются ионы кальция и магния.

#### Выходы

- Структуру бурового раствора определяет состояние воды и ее способность, взаимодействуя с другими компонентами системы, образовывать структуру, поскольку величина энтропийного фактора в уравнении Гиббса

Таблица 1.

Состав и параметры буровых растворов систем, содержащих различные реагенты.

Состав раствора	Пласт вяз-ть мПа·с	Коэф. пласти, с <sup>-1</sup>	СНС Па	ПДНС Па	Выход р-ра, м <sup>3</sup> /т
1. Глинистый раствор (гл. 8.6 % + 91.4 % H <sub>2</sub> O)	6.0	1496	7.88	96	9.53
2. гл. 7.7 % + 0.1 % Pol.60S + H <sub>2</sub> O	6.0	1496	3.02	96	12.65
3. гл. 7.7 % + 0.3 % Pol.60S + H <sub>2</sub> O	8.0	971	3.36	86	12.94
4. гл. 6.8 % + 0.5 % Pol.60S + H <sub>2</sub> O	8.5	825	3.36	79	14.70
5. гл. 6 % + 0.7 % Pol.60S + H <sub>2</sub> O	13.0	365	3.36	61	16.76
6. гл. 8 % + 0.1 % Pol.60SM + H <sub>2</sub> O	6.5	1403	3.36	98	12.35
7. гл. 8 % + 0.3 % Pol.60SM + H <sub>2</sub> O	9.0	812	5.03	83	12.65
8. гл. 7.3 % + 0.5 % Pol.60SM + H <sub>2</sub> O	10.0	686	5.03	79	13.97
9. гл. 6 % + 0.7 % Pol.60SM + H <sub>2</sub> O	15.0	362	6.71	56	16.60
10. гл. 8.3 % + 0.2 % Polyfor 30+ H <sub>2</sub> O	10.0	686	2.68	79	12.06
11. гл. 7.7 % + 0.4 % Polyfor 30+ H <sub>2</sub> O	9.0	795	3.36	81	12.94
12. гл. 6.9 % + 0.5 % Polyfor 30+ H <sub>2</sub> O	8.0	934	4.86	83	14.40
13. гл. 6.8 % + 0.6 % Polyfor 30+ H <sub>2</sub> O	7.5	995	5.03	83	14.70
14. гл. 6.2 % + 0.8 % Polyfor 30+ H <sub>2</sub> O	7.0	1153	6.04	88	16.03

зависит от компонента, имеющего наименьшую молекулярную массу, т.е. от воды.

2. Реагенты, адсорбированные на поверхности глины и характеризующие более высокими значениями параметра ( $\delta$ ) растворения, проявляют большую активность и возможность их использования в различных системах буровых растворов.

3. Высокие значения параметра ( $\delta$ ) растворения полимерных реагентов свидетельствуют о том, что обладая большой молекулярной массой и имеющими структуру, похожую на структуру ПАА, такие полимеры способны удерживать твердые частицы и придавать буровому раствору высокие удерживающие способности и выносящие свойства.

4. Введение в систему глинистой фазы приводит к увеличению параметра ( $\delta$ ) растворения и свидетельствует о вкладе глинистой дисперсной фазы, взаимодействие которой с компонентами раствора приводит к их стабилизации.

## Литература

1. Долганская С.И. Исследование механизма взаимодействия в системах полимер – полимер и полимер – порода. М.: ВНИИЭНГ, 1994, 40 с.
2. Burchard W. In "Chemistry and Technology of Water Soluble Polymers", ed. By C.A. Finch, Plenum, London, 1983.
3. Barker J.A., Fock W. Disc. Faraday Soc., 1953, vol. 15, p. 188.
4. Wheeler J.C. J. Chem.Phys., 1975, vol. 62, p. 433.
5. Molyneux P., White H.L. J. Gen.Physiol., 1935, vol. 19, p. 715.
6. Chew B., Couper A. J. Chem. Soc. Faraday Trans., I, 1976, vol. 72, p. 389.
7. Malcoln G.N., Rowlinson J.S. Trans. Faraday Soc. 1957, 53, p. 921.
8. Silberberg A., Eliassaf J., Katchalsky A., J. Polymer Sci., 1957, vol. 23, p.259.
9. Day J.C., Robb I.D., Polymer, 1981, vol. 22, p. 1530.
10. Тагер А.А. Физикохимия полимеров. М., Химия, 1978, 544 с.
11. Гуль В.Е. Прочность полимеров, 2 изд-е, М.: Химия, 1968.
12. Adhesion and cohesion – Ed. By Weiss. Amsterdam, 1962, p. 176 – 240.
13. Энциклопедия полимеров. Т.1, М.: Сов. Энциклопедия, 1972, с. 1043.
14. Полинг Л. Природа химической связи. М., изд. ИЛ, 1947.
15. Баландин А.А. Мультиплетная теория катализа, т. 2, М.: МГУ, 1964, с. 124 – 132.



# Эффективность «холодного» цинкования в борьбе с коррозией нефтегазового оборудования

О.Ю.Субботина, Н.Н.Карпев  
 ЗАО НПП «Высокодисперсные металлические порошки» – ВМП

Актуальность надёжной анткоррозионной защиты в промышленности, в том числе в нефтегазовой отрасли, очевидна. От скважины, где присутствует сероводород, минерализованная вода и другие коррозионно-активные агенты, до сети хранения и распределения нефтепродуктов, где важно сохранить высокое качество продукции, неизбежно встаёт проблема выбора защитного покрытия.

Особенно актуальна анткоррозионная защита крупных объектов добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья. Остановка нефтегазоперерабатывающего комплекса, нефтеперевалочного терминала,

магистрального трубопровода, вызванная вынужденным ремонтом, сопряжена с многомиlionными потерями, а авария на таком объекте грозит катастрофическими последствиями.

Реализация крупномасштабного проекта в нефтегазовой отрасли связана с возведением целого комплекса сооружений различного назначения, рассчитанных на многолетнюю эксплуатацию в сложных условиях. Независимо от того, задействованы ли сооружения в основном технологическом процессе или играют вспомогательную роль – объект не должен иметь слабых мест, в том числе конструкций подверженных коррозии.

В мировой практике для долговременной анткоррозионной защиты металлоконструкций давно получило всеобщее распространение и является

общепризнанной нормой применение цинконаполненных лакокрасочных покрытий [1-5]. В последние годы данная технология, которая получила название «холодное» цинкование, широко развивается в России.

Защитное действие «холодного» цинкования достигается за счёт высокого содержания цинка и разности электрохимических потенциалов цинка и стали. Таким образом, цинконаполненные лакокрасочные покрытия осуществляют катодную защиту стали, подобно цинковым металлическим покрытиям.

Известно горячее цинкование стальных конструкций, которое имеет определённые ограничения в применении. Основное ограничение заключается в том, что возможность горячего цинкования больших по размерам

и сложных по форме металлоконструкций определяется размерами ванны для цинкования, а горячее цинкование уже смонтированных металлоконструкций невозможно в принципе. Второе существенное ограничение связано с защитными характеристиками горячечинковых покрытий. СНиП 2.03.11-85 допускает применение металлоконструкций оцинкованных горячим способом лишь в слабоагрессивной среде, в среднеагрессивной – горячее цинкование требует дополнительного перекрытия лакокрасочными материалами, что на практике встречается достаточно редко, а в сильноагрессивной атмосфере вообще не допускается применение горячецинковых покрытий [6].

«Холодное» цинкование, наоборот, редко используется в чистом виде. В большинстве случаев такая технология применяется в комплексных многослойных покрытиях, в которых нижним слоем является цинконаполненная грунтовка, осуществляющая катодную (протекторную) защиту стали, а промежуточные и верхние слои – эмаль, обеспечивающие барьерную защиту и придающие покрытию заданные декоративные свойства (рис.).

При этом каждый слой имеет стойкую к воздействию внешних факторов полимерную основу и полную совместимость друг с другом. О пре-восходстве конечной стойкости такого покрытия объективно свидетельствуют результаты испытания покрытия в сравнении с горячецинковым.

Так, в 2006 году лабораторией института ВНИИЖТ проведены сравнительные испытания металлических образцов в камере соляного тумана. За время испытаний (1100 ча-

сов) комплексные покрытия ЦИНОЛ + АЛПОЛ и ЦИНЭП + ИЗОЛЭП, полученные методом «холодного» цинкования не разрушились, на образцах отсутствуют какие-либо повреждения, отслоения и продукты коррозии металла. Имело место лишь незначительное изменение цвета покрытия ЦИНОЛ + АЛПОЛ, а система ЦИНЭП + ИЗОЛЭП не претерпела абсолютно никаких изменений. В то время как на контролльном образце с горячим цинкованием толщиной 115 мкм вся поверхность оказалась покрытой продуктами коррозии цинка и на значительной части (около 20 %) – продуктами коррозии железа. Испытания подтвердили преимущество «холодного» цинкования в агрессивных условиях эксплуатации по сравнению с горячим цинкованием. На основании проведенных испытаний технология «холодного» цинкования рекомендована для долговременной защиты металлоконструкций в атмосфере любой степени агрессивности, в том числе в условиях прибрежной морской зоны и в зоне промышленных предприятий.

Иногда, при сравнении двух методов цинкования, заказчика смущает высокая зависимость «холодного» цинкования от соблюдения технологии нанесения покрытия. Безусловно, соблюдение технологии и особенно подготовка поверхности металлоконструкций перед нанесением цинконаполненных лакокрасочных материалов, которая в идеальном случае должна состоять из обезжикивания и абразивоструйной очистки, играет большую роль. Но и результаты горячего цинкования существенно зависят от выполнения технологии, предъявляющей высокие требования к подготовк-

ке поверхности металлоконструкций, которая в идеальном случае должна включать процессы обезжикивания, травления, промывки и флюсования, к составу стали, а также к составу и температуре расплава для цинкования [7]. Кроме того, к металлоконструкциям, подлежащим горячему цинкованию, предъявляются дополнительные конструктивные требования.

Вывод один – только полное соблюдение определённой технологии, независимо от избранного метода цинкования, гарантирует высокие защитные свойства покрытия. На практике заказчик может столкнуться как с недоброкачественным покрытием, нанесённым окрасочной бригадой, так и с браком на выходе с завода горячего цинкования. Гарантированной защитой от брака могут являться либо положительно зарекомендовавшие себя партнёры, оказывающие услуги по нанесению покрытия, либо инспекционный контроль. Такой контроль бесплатно осуществляют технологии компаний ВМП при поставках продукции, а также на платной основе – ряд независимых инспектирующих организаций.

Обобщая вышесказанное, надо признать, что для большинства промышленных объектов и, в частности, для производственных объектов нефтегазового комплекса и их инфраструктуры предпочтительнее применение защитных покрытий с применением метода «холодного» цинкования. Но, возвращаясь к защитным свойствам покрытий, необходимо отметить, что применение любой цинконаполненной грунтовки не может являться универсальным способом защиты от коррозии. Выбор покрытия должен

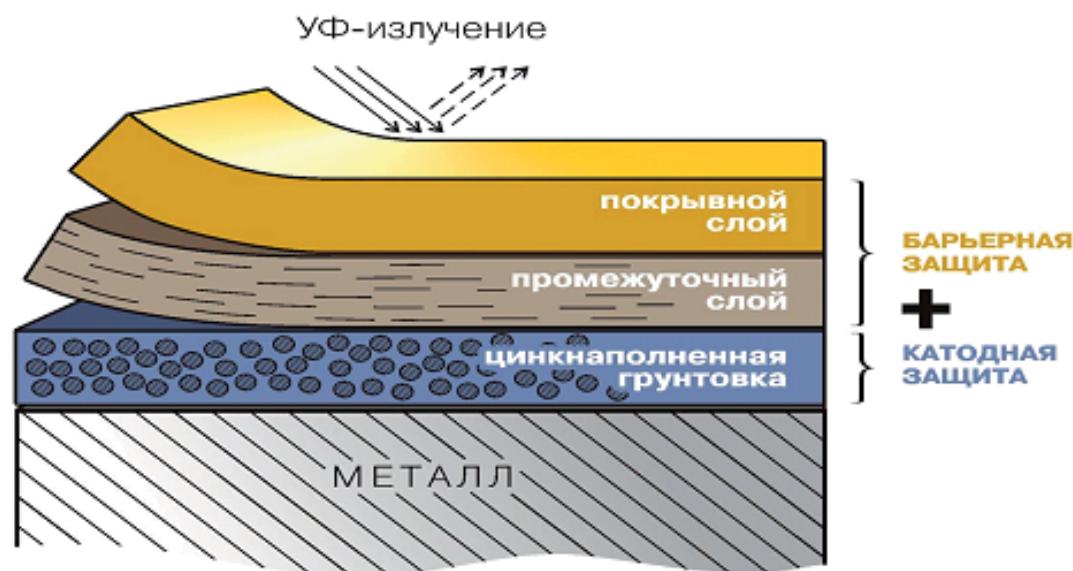


Схема комплексного многослойного антикоррозионного покрытия

осуществляться индивидуально для каждого объекта в зависимости от условий его эксплуатации, технологии нанесения антакоррозионных материалов. Поэтому лучше для этой цели привлекать профессионалов в своём деле, разбирающихся в характеристиках материалов.

Очевидно, что стойкость системы «холодного» цинкования напрямую будет зависеть от полимерной основы материалов. За последние десятилетия лакокрасочная промышленность шагнула далеко вперёд и лучшими характеристиками здесь, как правило, обладают современные полиуретановые и эпоксидные покрытия. В сложных условиях эксплуатации важно отдавать предпочтение именно этим полимерам и применению комплексных покрытий на основе цинконаполненных материалов.

Известно, что покрытия на алкидной основе типа ГФ и ПФ по своим защитным свойствам не сопоставимы с современными материалами. Более того, алкидные материалы не пригодны для окрашивания металлоконструкций

#### Таблица

Типовые системы антакоррозионных покрытий для нефтегазового оборудования

Характеристика объекта	Схема защитного покрытия
Галереи, эстакады, опорные и несущие строительные металлоконструкции	ЦИНОТАН + ПОЛИТОН-УР ЦИНЭП + ИЗОЛЭП
Оборудование компрессорных и насосных станций	ЦИНОТАН + ПОЛИТОН-УР + ПОЛИТОН-УР (УФ) ИЗОЛЭП-mastic + ПОЛИТОН-УР (УФ) ЦИНОTERM + АЛЮМОTERM
Резервуары и емкостное оборудование, наружная поверхность	ЦИНОТАН + ПОЛИТОН-УР + ПОЛИТОН-УР (УФ) ЦИНОТАН + АЛЮМОТАН
Резервуары и емкостное оборудование, внутренняя поверхность, контакт с нефтью	ЦИНОТАН + ФЕРРОТАН
Резервуары и емкостное оборудование, внутренняя поверхность, контакт со светлыми нефтепродуктами	ЦВЭС № 1
Емкости в системе хозяйственного и питьевого водоснабжения, внутренняя поверхность, контакт с горячей и холодной водой, в т.ч. с питьевой	ЦВЭС №2
Мостовые металлоконструкции	ЦИНОТАН + ПОЛИТОН-УР + ПОЛИТОН-УР (УФ) ЦИНЭП + ИЗОЛЭП-mio + ПОЛИТОН-УР (УФ)
Железобетонные сооружения	ФЕРРОТАН-ПРО + ФЕРРОТАН + ПОЛИТОН-УР ФЕРРОТАН-ПРО + ПОЛИТОН-УР
Опоры линий электропередачи	ЦИНОЛ + АЛПОЛ
Вышки, мачты сотовой связи	ЦИНЭП + ПОЛИТОН-УР (УФ) ИЗОЛЭП-mastic + ПОЛИТОН-УР (УФ)



ISO 9001:2000

ЗАО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
**ВЫСОКОДИСПЕРСНЫЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ПОРОШКИ**  
Россия, 620016, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 105  
тел. (343) 266-09-15, 267-94-31; office@rimet.ru; www.coldzinc.ru  
Москва (495) 955-12-63, С-Петербург (812) 449-48-00,  
Воронеж (4732) 20-55-98

в условиях холодного климата (который характерен для 2/3 территории России) – для этого существуют полиуретановые материалы [8]. Сравнивая лакокрасочные материалы на различной полимерной основе, важно отметить, что в мировой практике для долговременной защиты металлоконструкций, в том числе в атмосфере высокой коррозионной активности, преимущественно применяются эпоксидные и полиуретановые покрытия на основе цинконаполненных грунтовок [5]. Ведущие отечественные научно-исследовательские институты дали высокую оценку полиуретановым и эпоксидным системам покрытий, и самой высокой оценки со сроком службы 24 года удостоено покрытие ЦИНОТАН + ПОЛИТОН-УР + ПОЛИТОН-УР (УФ).

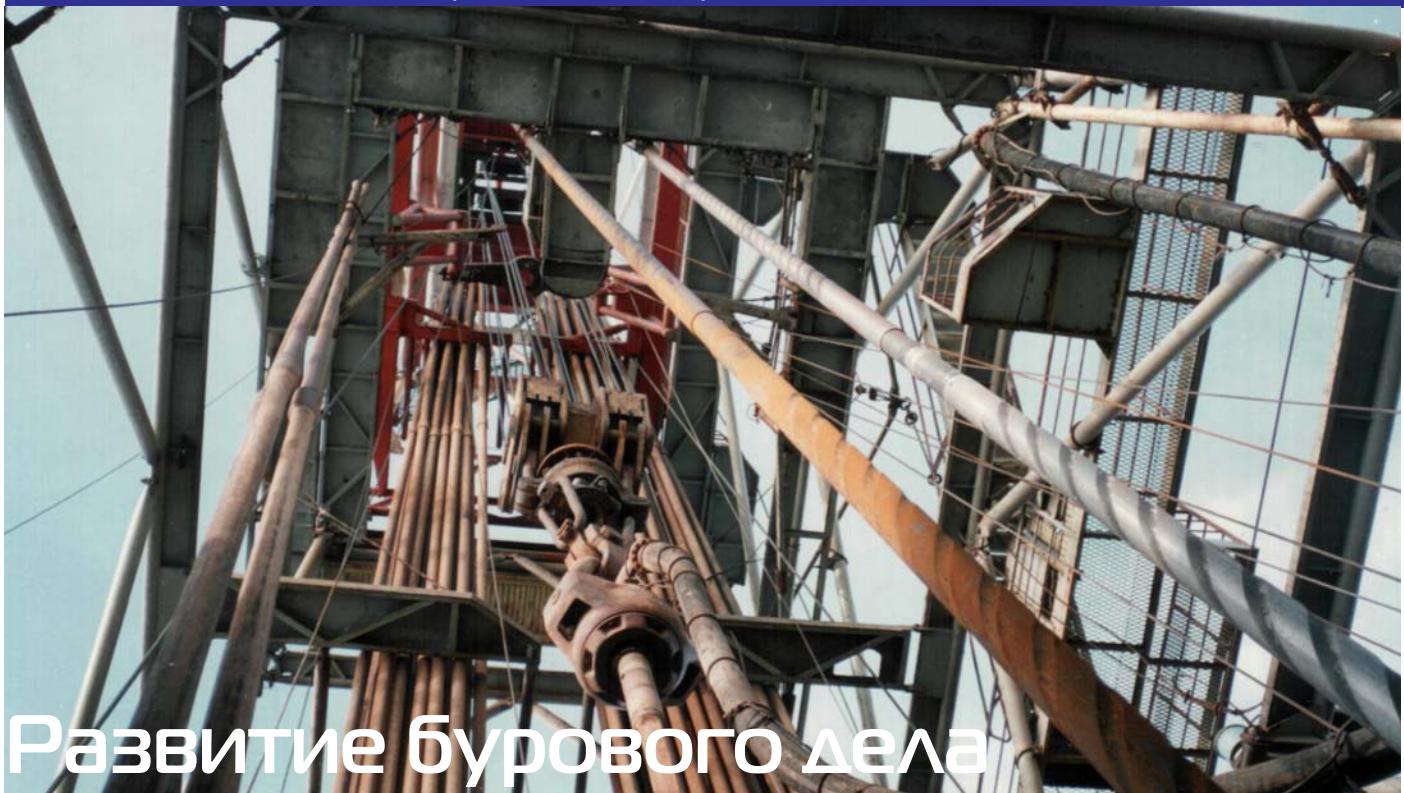
В настоящее время ассортимент продукции позволяет подобрать современное решение проблем коррозии для широкого спектра условий эксплуатации. Для тропиков может быть использована цветная акрил-уретановая эмаль с биоцидом, обеспечивающая

защиту от плесени и грибков, а для северных регионов – одноупаковочные полиуретановые материалы, допущенные к нанесению при отрицательной температуре воздуха.

Для каждого вида нефтегазового оборудования и каждого случая его эксплуатации в атмосфере различной степени агрессивности разработаны типовые схемы антакоррозионного покрытия на основе технологии «холодного» цинкования (табл.).

#### Литература

- Фришберг И.В. и др. // Промышленная окраска.-2003. №1. С. 8-15
- Фришберг И.В. и др. // Территория Нефтегаз.-2003. №4. С. 48-51
- Фришберг И.В., Субботина О.Ю. // Практика противокоррозионной защиты.-2005. №4
- Субботина О.Ю., Ярославцева О.В. // Территория Нефтегаз.-2006. №12. С.28-33
- ISO 12944-5:1998 Лаки и краски. Антакоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 5. Защитные лакокрасочные системы
- СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии / Госстрой России.-М.: ГУП ЦПП, 1999. 56 с.
- Цинкование. Справочник. Прокуркин Е.В., Попович В.А., Мороз А.Т. – М.: Металлургия, 1988. 528 с.
- Ильдарханова Ф.И. // Промышленная окраска.-2007. №5. С. 22-27



## Развитие бурового дела (продолжение)

Калинин А.Г., д.т.н., профессор  
(ООО «Интеллект Дрilling Сервисиз»)

1965 г. При бурении экспериментальной скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении проведены работы по испытанию комплекса технических средств для строительства кустовых скважин в условиях неф-газовых месторождений Западной Сибири. Работы по созданию и испытанию технологии бурения кустовых наклонно-направленных скважин проводились учёными и специалистами ВНИИ буровой техники (ВНИИБТ). Экспериментальная наклонная скважина № 501 на Усть-Балыкском месторождении была начата бурением 28.02.1965 г. Важнейшим практическим итогом бурения скважины № 501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса ВНИИБТ для проводки кустовых наклонно-направленных скважин в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

1966 г. М.Т.Гусман, С.С.Никомаров, Ю.В.Захаров и др. (ВНИИБТ) предложили принципиально новый буровой забойный двигатель, рабочие органы которого выполнены на базе многозаходного героторного механизма. Предложенная схема послужила основой разработанных в 1967-1976 г.г. винтовых забойных двигателей типа Д диаметром 54, 85, 127, 172 и 195 мм.

1966 г. При строительстве скважины № 531 на Усть-Балыкском месторождении продолжились опытно-промышленные работы по внедрению технико-техноло-

гического комплекса ВНИИБТ для бурения кустовых наклонно-направленных скважин. Проводка скважины осуществлялась по трёхинтервальному профилю с рекордным для того времени проектным смещением забоя – 1276 м.

Результаты, полученные в процессе бурения скважин № 501 и № 531 на Усть-Балыкском месторождении, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии строительства кустовых скважин в Западной Сибири.

Основой технико-технологического комплекса для бурения кустовых скважин явились решения учёных и конструкторов ВНИИБТ Ю.С.Васильева, А.Г.Калинина, А.С.Бронзова, М.С.Онищенко, В.Ф.Мочалова, Л.А.Торшина. В опытно-промышленных работах принимали участие специалисты ВНИИБТ И.Г.Архипов, В.В.Безумов, А.Г.Калинин, В.А.Доценко, М.С.Онищенко, В.А.Голов, В.К.Панченко, А.В.Соловьев.

Руководителями и организаторами работ по внедрению технологии кустового способа бурения в Западной Сибири являются бывший министр нефтяной промышленности В.Д.Шашин, начальник управления МНП «Главтюменнефтегаз» В.И.Муравленко, заместитель начальника управления «Главтюменнефтегаз» М.Н.Сафиуллин, начальник УБР А.Н.Филимонов и др.

Большой вклад в развитие кустового способа строительства скважин внесли буровые мастера Г.М.Левин, М.И.Сергеев, В.М.Агафонов, Г.К.Петров, А.Д.Шакшин, С.Ф.Ягафаров, Р.Х.Аллаяров и др., а также специалисты М.О.Крист,

А.Н.Воевода и многие другие инженеры, техники и рабочие предприятий управления «Главтюменнефтегаз».

1966 г. Издана книга основоположника и организатора сибирской школы направленного бурения геологоразведочных скважин проф. С.С.Сулакшина «Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин».

1966-1968 г.г. Впервые в отечественной практике для зарезки второго ствола в скважине № 17 Южная (Каспийское море) на глубине 3160 м был применён турбинный отклонитель типа ОТС-6<sup>1/2</sup>. В скважине № 100 Шахова коса на рекордной глубине 6360 м был забурен второй ствол с цементного моста турбинным отклонителем диаметром 165 мм с одношарошечным долотом. Забуривание вторых стволов производилось по технологии специалистов ВНИИБТ: В.В.Безумова, В.Ф.Мочалова, Ю.С.Васильева.

1966-1967 г.г. При бурении скважин № 443, 490, 365 на Шебелинском месторождении успешно испытаны первые промышленные образцы отечественных телеметрических систем с проводным каналом связи ТСЭ-66. Испытания проводились с электробурами Э215, Э164, Э170 при бурении алмазными и шарошечными долотами.

1967 г. Буровиками Балейской геолого-разведочной экспедиции под руководством инженера И.А.Жука в условиях гористого рельефа пробурена самая протяженная (600 м) в Забайкалье на тот период времени горизонтальная скважина.

1967 г. В целях определения возможности строительства кустовых наклонно-направленных скважин с высокими технико-экономическими показателями в условиях Западной Сибири специалистами ВНИИБТ под руководством А.Г.Калинина были проведены экспериментальные работы при строительстве опытного куста № 772 из пяти скважин на Усть-Балыкском месторождении.

1968 г. На Усть-Балыкском месторождении под руководством сотрудников лаборатории наклонного и кустового бурения ВНИИБТ пробурена наклонно-направленная скважина № 588 с рекордным для Западной Сибири смещением забоя от вертикали – 2130 м.

1969 г. Начало серийного выпуска и освоения первого отечественного малогабаритного гидроударника типа Г-7 (руководитель Л.Э.Граф).

1969 г. Специалистами ВИТР (В.П.Онишин, М.И.Исаев, Н.Н.Бухарев и др.) в содружестве с Севзапгеологией разработаны буровые снаряды со съёмным керноприёмником ССК-46, ССК-59, ССК-76 для бурения скважин глубиной до 1200 м.

1970 г. Автоматическая межпланетная станция Луна-16 осуществила посадку на Луну и бурение лунного грунта с помощью шnekового колонкового снаряда с твердосплавной коронкой диаметром 26 мм на глубину до 350 мм. Образцы лунного грунта были доставлены на Землю.

1970 г. – 25 мая 1970 г. начало реализации проекта бурения сверхглубокой скважины СГ-3 на Кольском полуострове. Технический проект первого этапа бурения (до 7 км) был разработан Н.С.Тимофеевым, М.И.Ворожбитовым, Д.И.Губерманом, О.Ю.Бергштейном, Р.В.Вугиным, В.О.Белоруссовым, А.Н.Кечекезяном.

1970 г. Впервые в СССР разработан и введён в действие ГОСТ 16275 и ГОСТ 16276-70 на терминологию и основные понятия в области техники и технологии геологоразведочного бурения, обязательные для применения в документации всех видов, учебниках, учебных пособиях, технической и справочной литературе. Разработчики: А.В.Миков, Л.Г.Буркин, Н.Г.Похомова, (ВИТР), Романова Т.В. (ВНИИКИ).

1970 г. Около г. Оренбурга в пробуренной скважине произведен подземный ядерный взрыв, в результате чего образовалась подземная полость в толще каменной соли, пригодная для хранения углеводородного сырья с Оренбургского газодобывающего комплекса. Началось активное развитие ядерно-взрывной геотехнологии для создания подземных хранилищ. В течение 15 лет на трёх крупнейших газоконденсатных месторождениях - Оренбургском, Астраханском и Караганском – сооруже-

ны 23 полости с проектным объёмом 866 тыс. м<sup>3</sup>.

1970 г. Хибиногорской геологоразведочной партией под руководством буровых мастеров В.В.Уварова и В.А.Копьева пробурена самая глубокая в то время на Кольском полуострове скважина глубиной 2020 м в крепких породах. При этом использовался станок ЗИФ-1200 МР. На бурение скважины было затрачено 5564 станко-часов.

1972 г. Учёными Ленинградского горного института под руководством проф. Б.Б. Кудряшова начато бурение скважин в Антарктиде.

1972 г. На Сахалине закончена бурением скважина № 1 Одопту-море, у которой при вертикальной глубине 2262 м смещение забоя от вертикали составило 2453 м. Инженерно-технологическое сопровождение строительства скважины осуществляли сотрудники лаборатории наклонного и кустового бурения ВНИИБТ по руководством А.Г.Калинина. Результаты бурения данной скважины явились основой для создания технологии освоения морского шельфа северного Сахалина скважинными с большим и сверхбольшим смещением забоя.

1972 г. Специалистами ВИТР (В.В.Шитихин, Ю.Т.Морозов, И.М.Юдборовский, А.М.Курмашев и др.) разработан и передан в серийное производство комплекс технических средств для забуривания дополнительных стволов из скважин малого (59-76 мм) диаметра (клип стационарный КОС, пробка-забой ПЗ), который в дальнейшем широко использовался в геологоразведочных организациях страны.

1972 г. Пробурена самая глубокая в Антарктиде скважина «Сухон» глубиной 952,4 м под руководством В.К.Чистякова.

1972 г. Специалистами ВИТР (В.В.Шитихин, Ю.Т.Морозов и др.) разработана аппаратура «Курс» для ориентирования отклонителей в буровых скважинах, включающая в себя опускаемый в бурильную колонну зонд-датчик, наземный пульт, лебёдку и приспособления для спуска и подъёма зонда. Аппаратура выпускалась опытным заводом ВИТРа и получила широкое распространение в геологоразведочных организациях СССР и стран СЭВ.

1972 г. Специалистами ЮжКазгеологии и КазИМС (В.М.Сорохоумов, Г.З.Сидневец, Ф.А.Бобылев и др.) предложен и успешно внедрён новый способ получения ориентированного керна при бурении наклонных скважин обычным колонковым набором без использования специальных технических средств, заключающийся в нанесении метки на керне вращением приподнятого на 5-10 см от забоя колонкового набора без подачи инструмента.

1973 г. Издан «Справочник инженера по бурению» (нефтяных и газовых скважин) под редакцией В.И.Мищевича и Н.А.Сидорова.

1973 г. Впервые в СССР для решения гидрогеологических задач специалистами Североуральской ГРЭ (А.С.Глухих, И.И.Плотников и др.) применено бурение многоствольных скважин глубиной до 1200 м включающих от 10 до 25 боковых стволов.

1974 г. Авторами Н.Г.Середа и Е.М.Соловьев издан учебник «Бурение нефтяных и газовых скважин».

1974 г. Вышла в свет монография А.Г.Калинина «Искривление скважин».

1974 г. Впервые в нашей стране начато серийное производство и широкое внедрение легкосплавных бурильных труб ЛБТН-54 из сплава Д16Т, разработанных специалистами СКБ «Союзгеотехника» Л.А.Лачиняном, В.Ф.Веселовым и др.

1975 г. При глубине 7263 м завершён первый этап бурения сверхглубокой скважины СГ-3. Для продолжения углубления скважины построен уникальный буровой комплекс «Уралмаш-1500».

1975 г. Заключено Генеральное соглашение между СССР и Японией (СОДЕКО) о сотрудничестве в области разведки, обустройства месторождений, добычи нефти и газа на шельфе о. Сахалин. В рамках Соглашения начаты совместные геологоразведочные работы.

1975 г. Во ВНИИКРнефть разработаны отверждаемые глинистые растворы ОГР-1 для различных видов изоляционных работ в геологоразведочных скважинах: ликвидационного тампонирования, изоляции зон поглощения, ограничения притока пластовых вод, закрепления неустойчивых пород.

1975 г. На заводе им. Фрунзе начато серийное производство первого отечественного отклонителя непрерывного действия для скважин малого диаметра «Тарбаган Забайкальский» по изобретению Л.А.Авдеева, Ю.С.Костина и В.В.Перминова.

1976 г. При работе автоматической межпланетной станции «Луна-24» на Луне применена новая буровая установка для колонкового бурения на глубину до 3 м твердосплавной двухступенчатой коронкой с отбором керна диаметром 8 мм. Бурение производилось двойной колонковой трубой в автоматическом режиме под углом к вертикали. Длина скважины составила 225 см, выход керна -71%. В эластичном грунтоносе керн был уложен в спиральный желоб и транспортирован на Землю.

1976 г. Специалистами ВИТР (Ю.Т.Морозов, Р.И.Ефимов и др.) разработан новый малогабаритный инклинометр типа ОК-40У для оперативного измерения зенитного и азимутального углов силами буровой бригады. Инклинометр в дальнейшем получил широкое распространение в геологоразведочных организациях и успешно применялся при направленном бурении скважин по сложным траекториям.

**Уважаемые коллеги!**

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

Для ускорения публикации ваших статей просим принять к сведению:

1. Редакция принимает к рассмотрению материалы в электронном виде.

Прислать статью (рекламу и другие материалы) можно по электронной почте:

[povalihin@ids-corp.ru](mailto:povalihin@ids-corp.ru)

2. Требования к материалам:

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

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

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

4. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная.

*С уважением,*

*Научный редактор А.С.Повалихин*

# Наиболее полная картина отраслевых технологий

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



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

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

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

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

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

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612

## Поставка нефтяного оборудования

**NBA Групп** - эксклюзивный дилер компании «Powerlift» (КНР) в России.

Предлагается широкий спектр внутрискважинных насосов компании «Powerlift»:

- диаметр от 86 до 172 мм
- производительность от 30 до 4700 м<sup>3</sup>/сут
- напор 3500 м
- рабочая температура - до 180°C.

Насосы успешно прошли промысловые испытания и эксплуатируются на нефтяных месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Рабочие параметры электроцентробежных насосов

Рабочие параметры погружных электродвигателей

Диаметр обсадной колонны (дюйм)	Серия	Внешний диаметр (мм)	Производительность при частоте 50 Гц (м <sup>3</sup> /сутки)	Мощность при 50 Гц (кВт)	
				Диапазон	Мощность секции ротора
4 1/2"	86	86	30-350	4 1/2"	95
	98	98	15 - 640		114P
	98R	98.4	30 - 630		114J
	101	101.6	30 - 700		114PH
5 1/2"	101.6	101.6	30 - 700	5 1/2"	114Y
7"	130	130	145 - 1715		138
8 1/2"	172	172	2000-4700	7"	143
					143

Компания "NBA Групп" г.Москва, Дмитровский проезд, д.10

Тел. (495) 233-91-64

E-mail: shafikov@nbagroup.ru