

*Ю. Траубе
Гимн буровиков*

*Солнце закатилось спать за облака,
Шянется ночная смена.
Я держусь за шпindelь грязного станка –
Хочется уснуть, наверно...
Ревет-стучит мотор со страшной силою,
И нарушая всюду тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Коронка лезет, лезет в глубину.
Выбрали не зря мы горный институт,
Шрудную судьбу бродяги –
Лучше по болоту торить свой маршрут,
Чем всю жизнь листать бумаги!
Мы будем есть и пить со страшной силою,
И нарушая всюду тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Всю жизнь вгонять коронку в глубину.
Смерть придет неожиданно, страшной и босой,
Где-нибудь в горах Вырранга,
И тебя ударит не стальной косой,
А шестиметровой штангой...
И заревет мотор со страшной силою,
Когда под гробовую тишину,
По сантиметрику, по сантиметру
Нас на веревках спустят в глубину.*

ГВУЗ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

КАФЕДРА ТЕХНИКИ РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

**ВСЕУКРАИНСКАЯ СТУДЕНЧЕСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ФОРУМ СТУДЕНТОВ – БУРОВИКОВ»**

Днепропетровск 2017

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

ГВУЗ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра техники разведки месторождений полезных ископаемых

Оргкомитет конференции

Председатель оргкомитета	декан геологоразведочного факультета Приходченко В.Ф.
Заместитель председателя	зав. кафедрой техники разведки МПИ Давиденко А.Н.
Ответственный за проведение	доц. кафедры техники разведки МПИ Игнатов А.А.

49000, Украина, г. Днепропетровск, пр. Карла Маркса 19, ГВУЗ «НГУ»,
кафедра Техники разведки месторождений полезных ископаемых (ТРМПИ).
тел. (+38) (0562) 46-63-46
факс (+38) (056) 744-62-11
e-mail – trmpi@yandex.ru

ГЕОСИНТЕЗ ИНЖЕНИРИНГ

Разработка и сервис буровых промывочных жидкостей



- широкий спектр разработанных рецептов промывочных жидкостей для бурения скважин в различных горно-геологических условиях;
- современные материалы и химические реагенты, которые обеспечивают достижение высокого технологического результата;
- промывочные системы для вскрытия продуктивных пластов, бурения горизонтальных и боковых стволов, специальные жидкости для перфорации, жидкости для глушения и временного блокирования скважин.

Телефон/факс:

+38(0532) 53 41 21

+38(0532) 53 41 31

e-mail: gse@gse.ua

36009, Украина, г. Полтава, ул. Дружбы, д. 10.

ООО Атлас Копко Украина

Atlas Copco

Центральный офис

проспект Московский 9, корпус 3, 04073, Киев, Украина

- ☎ +38 044 499 18 70
- 📠 +38 044 499 18 77
- ✉ ua_administrator@ua.atlascopco.com

Оглавление

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЯДА УПО	4
РЕЗЕРВЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ФИЗИЧЕСКИХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ	7
ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЦЕПНЫХ ДОЛОТ	9
НЕКОТОРЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ БУРОВЫХ СКВАЖИН	12
К ВОПРОСУ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ	14
ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ТЕХНІЧНИХ СВЕРДЛОВИН	19
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ	20
ЗАБІЙНІ ЦИРКУЛЯЦІЙНІ ПРОЦЕСИ В СВЕРДЛОВИНАХ	25
ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН	28
ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	30

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЯДА УПО

Ветошка С.И., студентка группы 185-17-2 ГРФ, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – доцент Игнатов А.А.

За последние годы значительно усовершенствованы технологический процесс крепления скважин и тампонажные материалы, однако все это не привело к кардинальному повышению технико-экономических показателей строительства и эксплуатации скважин. Поэтому, как указывают многие исследователи, особое внимание следует уделять именно подготовке ствола скважины к цементированию. В настоящее время перед спуском и цементированием обсадной колонны в скважину для очистки каверн от шлама и проработки ствола спускают новое долото (с центральной промывкой) в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают ствол скважины с промывкой при скорости подачи 40 м/ч. Однако такая технология не позволяет полностью очистить каверны от шлама, кроме того, вынесенный шлам из нижележащих каверн при движении восходящего потока оседает в частично очищенных вышележащих кавернах, что практически исключает возможность качественного цементирования кавернозных зон. Так же редко удается получить положительные результаты при цементировании каверн, имеющих к моменту начала работ сравнительно небольшие мощности (0,8-1,0 м) и диаметр которых не превышает 80 см. Считается, что одной из причин этого является неполное заполнение каверн тампонирующей смесью. Поэтому последнюю порцию продавочной жидкости в объеме тампонирующей смеси рекомендуется закачивать на малых скоростях.

Кроме того, для обработки пристволенной зоны скважины предлагается применять виброобработку ствола, аэрированные буферные жидкости, двух- и трехфазные пенные системы, вихревые потоки, струйную кольматацию стенок, механическое уплотнение фильтрационной корки, технологию селективной изоляции и т.д. Детальный анализ перечисленных приемов позволил выделить среди их значительного числа два основных. Первый из них заключается в разрушении глинисто-шламовых паст, которые образовались, с дальнейшим удалением продуктов разрушения потоком промывочной жидкости. Второй предусматривает закрепление и перевод в инертное состояние содержимого кавернозных зон скважины [1,2,3].

Известны несколько конструкций устройств реализующих принцип первого приема, среди которых наибольшее распространение получило устройство, включающее корпус и размещенные на нем скребковые элементы, выполненные в виде петель из металлического каната разного диаметра [4]. С целью повышения качества обработки ствола скважины за счет обеспечения возможности удаления рыхлой корки при вращении устройства и обработки участков скважины, диаметр которых больше номинального, скребковые элементы расположены вдоль оси корпуса и имеют разную жесткость. Важной его характеристикой является то, что скребковые элементы выполнены из каната различного диаметра, причем диаметр петли из каната большего диаметра меньше диаметра петли из каната меньшего диаметра и плоскости этих петель взаимно перпендикулярны.

Однако общим недостатком названного устройства и других известных конструкций является то, что они в основном предназначены для удаления рыхлой глинистой корки со стенок скважины и малоэффективны в кавернозных интервалах. В связи с этим на кафедре техники разведки МПИ НГУ разработаны конструкции устройств для обработки кавернозной зоны ствола скважины, в которых сводятся к минимуму указанные недостатки.

Конструкция устройства поинтервальной обработки (УПО – 1) ствола скважины содержит цилиндрический корпус и шарнирный механизм [5,6]. В наружной поверхности сте-

нок цилиндрического корпуса выполнены пазы для размещения лопастей. Шарнирный механизм с пружиной и роликом жестко прикреплены к замку. Пружина обеспечивает ролику необходимое прижатие при передвижении его по стенкам скважины. Ролик необходим для обеспечения подвижного контакта со стенками скважины. Он снабжен лубрикатом (например, литол, солидол) для исключения возможности его заклинивания при загрязнении частицами шлама.

При попадании в кавернозный интервал лопасти устройства раскрываются за счет пружины, совершая радиальное движение вокруг оси скважины. Под действием лопастей в каверне возникают вихри с постоянной осевой и окружной скоростью, которые способствуют движению и выносу шлама из нее. Далее при выходе устройства из очередной каверны, на ролик шарнирного механизма действуют сжимающие силы со стороны ствола скважины и лопасти смыкаются, устройство в сложенном состоянии продолжает спускаться в скважину, открываясь в нижележащих кавернозных участках. При дохождении долота до забоя внутри бурильной колонны вбрасывается стальной шарик, который под действием движущейся по бурильной колонне промывочной жидкости закрывает замок на устройстве, тем самым приводя их в нерабочее состояние. О дохождении шарика до наддолотного переводника судят по резкому скачку давления очистного агента. После этого колонну поднимают.

Наличие последовательного ряда устройств типа УПО – 1 в составе бурильной колонны обеспечит качественную очистку каверн и исключит загрязнение вышележащих каверн шламом из нижележащих (что присуще современному методу очистки).

Недостатком описанного устройства является то, что оно не создает достаточной силы, способной разрушить скопления, присутствующие в кавернозных зонах имеющих значительную мощность в радиальном направлении.

В основу предлагаемого изобретения положена задача совершенствования устройства для обработки ствола скважины, в котором принципиально иное конструктивное исполнение и механизм разрушения глинисто-шламовых паст позволяет значительно усиливать, ускорять и направлять поток промывочной жидкости на объекты обработки, в частности глинисто-шламовые пасты [7,8]. Использование проектируемого устройства УПО – 3 значительно увеличит качество очистки каверн значительной радиальной мощности и цементирование ствола скважины, а за счет этого сократятся денежные расходы и время на ликвидацию осложнений, связанных с низким качеством цементирование, увеличатся безремонтный срок эксплуатации и обслуживания скважины.

Конструкция УПО – 3 содержит полый цилиндрический корпус 1 и шарнирные механизмы 2, которые располагается в двух диаметрально противоположных пазах 3 и оснащены специальными проточными электрогидравлическими устройствами 4. Эти устройства способствуют выбрасыванию жидкости со скоростью до 2000 м/с и созданию направленного воздействия на объекты обработки. Шарнирный механизм 2 с пружиной 5 и роликом 6 жестко прикреплен к замку 7, это обеспечивает управление работой устройства. Пружина 5 создает устройству необходимое прижатие при передвижении его по стенкам скважины. Ролик 6 необходим для обеспечения подвижного контакта устройства со стенками скважины.

Ударные волны, которые резко ускоряют движение жидкости в коаксиальной системе электродов 12, 14 рабочей камеры 10 формируются таким образом. Разрядный ток течет в радиальном направлении между двумя электродами. Положительным электродом является стальной стержень с конусообразным наконечником 12, расположенный на оси системы, а отрицательным – кольцевой выступ корпуса рабочей камеры 14. Радиальный ток разряда взаимодействует с концентрическим магнитным полем. Сила, направленная вдоль оси системы, способствует ускорению движения жидкости, которая поступает в рабочую камеру 10 через входное сопло 15. Из межэлектродного пространства через выходное сопло 16 жидкость выбрасывается со скоростью до 1000 м/с, захватывая за собой и жидкость, движущуюся по стволу скважины.

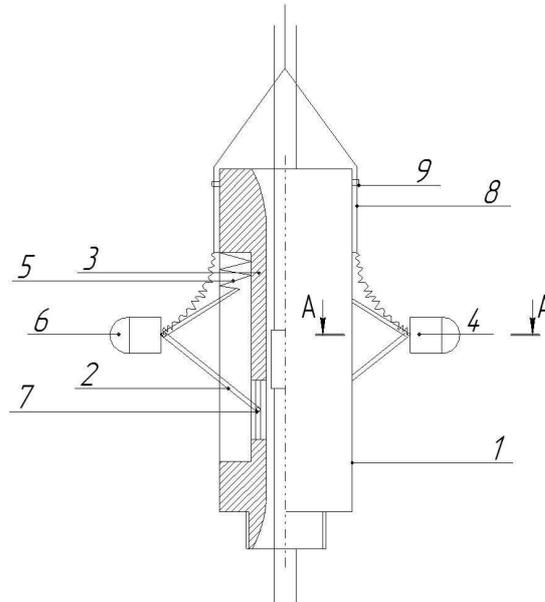


Рис. 1 Устройство для обработки ствола скважины УПО – 3.

На рис. 1 приведена общая схема устройства УПО – 3, где 1 – полый цилиндрический корпус; 2 – шарнирный механизм; 3 – два диаметрально противоположных паза для размещения соответствующих шарнирных механизмов с электрогидравлическими устройствами 4; 5 – пружины, которые предназначены для раскрытия и закрытия шарнирных механизмов относительно корпуса прибора; 6 – ролики, необходимые для обеспечения подвижного контакта со стенками скважины; 7 – замки; 8 – электрический грузоподъемный кабель, который закреплен на корпусе устройства с помощью хомутов 9.

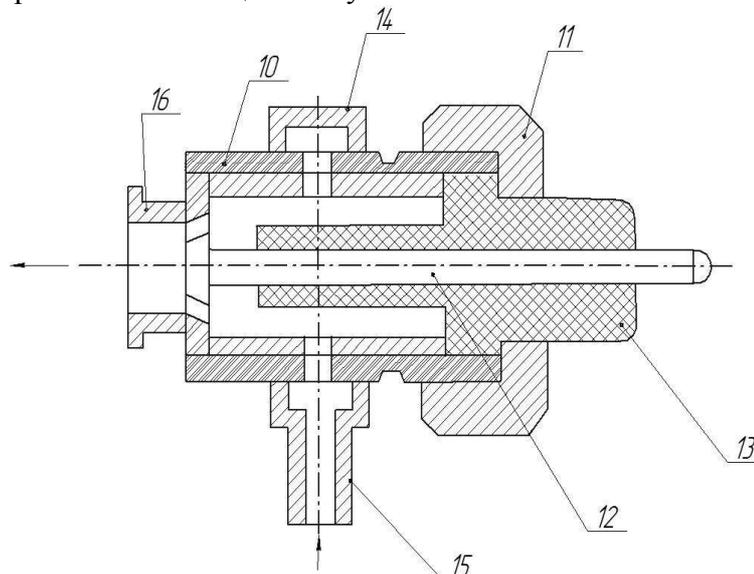


Рис. 2 Разрез электрогидравлического устройства по линии А-А.

На рис. 2. приведен разрез электрогидравлического устройства 4 по линии А-А, где 10 - рабочая камера, в которой с помощью набросной гайки 11 закреплен положительный электрод 12, армированный полиэтиленовой изоляцией 13, 14 - кольцевой выступ корпуса рабочей камеры, который служит отрицательным электродом, 15, 16 - входное и выходное сопла соответственно.

Обработка кавернозной зоны осуществляется при подъеме устройства, предварительно спущенного в скважину на электрическом грузоподъемном кабеле 8, который закреплен на корпусе устройства с помощью хомутов 9. Поскольку ствол скважины заполнен глини-

стым раствором, то для обеспечения беспрепятственного спуска устройства есть возможность в нижней его части размещать грузы-утяжелители.

При попадании в кавернозный интервал шарнирный механизм 2 с электродами 4 раскрываются за счет пружины 5. Раскрытие механизма фиксируется на поверхности датчиком, с помощью которого осуществляется автоматическое включение подачи электричества. При выходе устройства из очередной каверны, на ролик 6 шарнирного механизма 2 действуют сжимающие силы со стороны ствола скважины, и механизм с электродами смыкается, устройство в сложенном состоянии продолжает подниматься из скважины, открываясь в следующих кавернозных участках.

Библиографический список

1. Ігнатів А. О., Кутепов І. І. Розробка пристрою для обробки кавернозної зони свердловини // Наук. вісн. НГУ. – 2010. – № 4. – С. 58 – 60.
2. Хангильдин Г. Н. Химический тампонаж скважин. – М. Л.: Гостоптехиздат, 1953. – 124 с.
3. Пат. 54286 № u201002491 Україна, МПК Е 21 В 37/02. Пристрій для обробки стовбура свердловини / А. О. Ігнатів, І. І. Кутепов; Заявл. 05.03.10; Опубл. 10.11.10; Бюл. № 21.
4. А.с. 1357549 СССР, МПК Е 21 В 37/02. Устройство для обработки ствола скважины / Жжонов В.Г., Фаткуллин Р.Х., Курочкин Б.М. и др. № 3986524; Заявлено 29.10.84; Опубл. 02.09.85; Бюл. № 22. – 2 с.
5. Пат. 36329 Україна, МПК Е 21 В 37/00. Пристрій для обробки стовбура свердловини / Давиденко О.М., Ігнатів А.О., Яцик В.В. № u200805242; Заявлено 22.04.2008; Опубл. 27.10.2008; Бюл. № 20. – 2 с.
6. Пат. 90541 Україна, МПК Е 21 В 37/02. Пристрій для обробки стовбура свердловини / Давиденко О.М., Ігнатів А.О., Яцик В.В. № u200805093; Заявлено 21.04.2008; Опубл. 26.10.2009; Бюл. № 20. – 2 с.
7. Давиденко О.М., Ігнатів А.О., Кутепов І.І. До питання про вдосконалення пристроїв для оброблення стовбура свердловини // Породорозрушаючий і металлообробляючий інструмент-технологія його виготовлення і застосування. Сб.н.тр. - Вып. 13 – К.: ИСМ НАН України, 2010. – С. 99-103.
8. Ігнатів А.А., Кутепов І.І. Гідродинамічний спосіб в технології підготовки стовбура скважини к цементуванню // Матеріали міжнародної конференції "Форум гірників - 2010". – Дніпропетровськ: РВК НГУ, 2010. – С. 103-107.

РЕЗЕРВЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ФИЗИЧЕСКИХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Ярошенко А.В., студент группы 185-17-2 ГРФ, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – доцент Игнатов А.А.

Разрушение горных пород при бурении осуществляется двумя методами: механическим, который получил наибольшее распространение, и физическими способами, которые находятся в стадии изучения или применяются в ограниченных объемах.

Среди физических способов разрушения горных пород при бурении скважин можно выделить два – термический и гидромеханический. Наибольшее применение в промышленности получил второй: при разработке угольных пластов, строительстве туннелей, распиливания блоков породы в карьерах, разрушении бетона, перфорировании обсадных колонн. Гидромеханический способ может быть условно разделен на два – гидромеханический эро-

зионный (использование высоконапорных струй) и гидромеханический абразивный (использование высоконапорных струй содержащих абразивные частицы, такие как кварцевый песок, стальные шарики).

При гидромеханическом (абразивном) бурении для разрушения горных пород используется энергия большого количества стальных или твердосплавных шаров, многократно соударяющихся с забоем скважины с большой скоростью. Шары приводятся в движение специальным жидкостным или воздушным инжекторным (струйным) аппаратом [1].

Забой скважины шароструйного бурения имеет вогнутую криволинейную форму. Получение такой формы забоя объясняется тем, что шары, вылетая из аппарата в различных направлениях, встречаются с поверхностью забоя скважины под различными углами, что приводит к неравномерному разрушению, кроме того, шары, сталкиваясь друг с другом, рикошетируют. Все это является следствием хаотичности движения шаров в интервале скважины между аппаратом и забоем.

Ряд авторов, проводивших сравнительный анализ различных способов бурения, считают, что именно гидромеханический метод пока единственно технически осуществимый, который может повысить в кратное число раз механическую скорость бурения и продолжительность рейса проходки.

Несмотря на очевидные преимущества и перспективность гидромеханического способа сооружения скважин следует отметить, что среди публикаций посвященных разработке и исследованию новых методов бурения гидромеханическому принадлежит лишь малое количество.

Значительное число работ носит конструкторский характер, в них разработанная ранее принципиальная схема аппарата гидромеханического бурения подвергалась дальнейшему совершенствованию.

В частности в работе [2] представлено описание схемы снаряда, отличительной особенностью которой является возможность смены износившегося струйного аппарата без подъема бурильной колонны. Для этого аппарат в верхней своей части имеет головку для захвата овершотом и дальнейшей транспортировки внутри бурильных труб. Кроме того, конструкцией предусмотрен вариант его извлечения путем включения обратной промывки.

Рассмотренная схема снаряда впоследствии была несколько изменена с целью обеспечения надежной работы аппарата при бурении мерзлых пород [3]. Такой аппарат в верхней части выполнен с рабочей камерой, имеющей капиллярные отверстия на боковых стенках и оборудованной нагревателем. Внутренние стенки рабочей камеры и корпуса также имеют капиллярно-пористые слои. Это обеспечивает непрерывную транспортировку конденсата в зоне нагрева и интенсивное парообразование. При этом система в целом действует подобно открытой тепловой трубе и обладает свойством сверхтеплопроводности, что обеспечивает наряду с механическим действием породоразрушающих шаров, также и тепловое воздействие на забой. Дополнительная транспортировка конденсата может осуществляться шарами при их выполнении из капиллярно-пористого материала, например пенокерамики.

Позднее была предложена схема снаряда позволяющая бурить геологоразведочные скважины с отбором керна [4], основой которой послужила конструкция, ранее заявленная в США. Аппарат сочетает в себе два механизма, один из которых позволяет разрушать периферийную часть забоя и является по принципу действия собственно гидромеханическим, другой – обрабатывает центральную часть забоя и представлен буровой коронкой и керноприемной трубой. Коронка, в случае необходимости, может быть заменена на долото и снаряд позволит бурить без отбора керна. Следует, однако, заметить, что реализация в данном аппарате комбинированного метода разрушения горных пород требует значительно большего диаметра скважины, а это в свою очередь увеличивает необходимые площадь и объем разрушаемой породы, вследствие чего существенно снижается скорость проходки. Как отмечалось ранее, одним из главных преимуществ гидромеханического способа является большая продолжительность рейса, наличие породоразрушающего инструмента в составе снаряда почти исключает это достоинство.

Проведенный теоретический анализ исследований посвященных гидромеханическому способу разрушения позволяет сделать вывод о том, что практически все разработки не решились один из главных вопросов, тормозящих развитие способа – это наличие криволинейной формы забоя, которая, как указывалось выше, уменьшает механическую скорость бурения, а в некоторых случаях приводит к полной остановке процесса углубки скважины.

В работе [2] предлагается способ формирования забоя за счет обработки его периферийной части специальным опорным породоразрушающим башмаком. Причем, реализация механизма обрушения криволинейных стенок призабойной зоны осуществляется за счет башмака, нагруженного весом бурильной колонны.

Конструкция снаряда, рассмотренная в работе [5], позволяет поочередно проводить обработку различных участков забоя путем поворота камеры смещения аппарата, где происходит разгон породоразрушающих шаров.

Значительное сопротивление породы сжимающим усилиям в первом случае и сложность конструкции и регулировки механизма отклонения камеры смещения струйного аппарата во втором, ведут к тому, что предлагаемые снаряды можно считать малоэффективными в отношении формирования плоской формы забоя.

Совершенно очевидным является вывод о том, что снаряд для осуществления гидромеханического способа бурения с одной стороны должна характеризовать простота конструкции, а с другой – эффективность механизма формообразования забоя. Этого можно достигнуть за счет реализации наименее энергоемких механизмов разрушения без существенного усложнения как механической так и гидравлической части снаряда гидромеханического бурения.

Библиографический список

1. Уваков А. Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
2. А.с. 417599 СССР, МПК Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Уваков А. Б., Штрассер В. В. № 1451266; Заявлено 15.06.70; Оpubл. 28.11.74; Бюл. № 8. – 2 с.
3. А.с. 939710 СССР, МПК Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд для бурения скважин / Коротков В. П. № 3009898; Заявлено 02.12.80; Оpubл. 30.06.82; Бюл. № 24. – 2 с.
4. А.с. 1002498 СССР, МПК Е 21 В 7/18. Шароструйный снаряд/ Майлибаев М. М., № 3278854; Заявлено 24.04.81; Оpubл. 07.03.83; Бюл. № 9. – 2 с.
5. А.с. 1120733 СССР, МПК Е 21 В 7/18. Устройство для шароструйного бурения скважин / Дугарцыренов А. В., Ларин О. Р., Потехин Е. А. и др. № 3597561; Заявлено 31.05.83; Оpubл. 15.08.86; Бюл. № 30. – 3 с.

УДК 622.24

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЦЕПНЫХ ДОЛОТ

Зайцев Н.О., студент группы 185-17ск-2 ГРФ, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – доцент Игнатов А.А.

Долота широко применяются при бурении скважин в любых горных породах, от мягких до очень твердых и крепких. Таким инструментом в настоящее время бурятся в основном эксплуатационные и разведочные скважины на нефть, газ и воду, а также геологоразведочные скважины на твердые полезные ископаемые [1].

При детальной разведке месторождений, когда геологический разрез уже изучен и скважины задаются для более точного опробования полезного ископаемого, по породам, не содержащим рудных тел, целесообразно бурить инструментом, полностью разрушающим забой скважины. При бескерновом бурении увеличиваются рейсовые проходки, и часто повышается механическая скорость бурения [2]. Породоразрушающим инструментом при бескерновом бурении, в основном, являются шарошечные долота.

К главным недостаткам шарошечных долот можно отнести ограниченный срок службы опор. По этой причине 90% всех долот преждевременно поднимаются из скважины в связи с износом опорных подшипников. Этот недостаток сведен к минимуму в конструкции дисковых долот.

Исходя из того, что конструкция дисковых долот значительно увеличивает стойкость опор шарошек, целесообразным представляется поиск путей увеличения срока работы долота на забое.

В основу совершенствования конструкции бурового дискового долота были положены задачи увеличения рабочей площади и более полного перекрытия забоя скважины [3,4,5,6].

Предлагается следующая конструкция. Усовершенствованное буровое долото включает в себя диски, размещенные на эксцентричной оси, которая закреплена неподвижно в нижней части лап. Кроме того, имеются две пары вспомогательных дисков разных диаметров расположенных на общей вспомогательной оси закрепленной неподвижно над дисками в верхней части лап. Отличительной особенностью долота является то, что первый и четвертый вспомогательные диски имеют больший, но одинаковый внешний диаметр в сравнении со вторым и третьим, равными по внешнему диаметру, вспомогательными дисками. Верхние и нижние диски находятся в зацеплении с зубчатыми цепями, которые являются породоразрушающими элементами. Диски и вспомогательные диски посажены на оси с возможностью вращения.

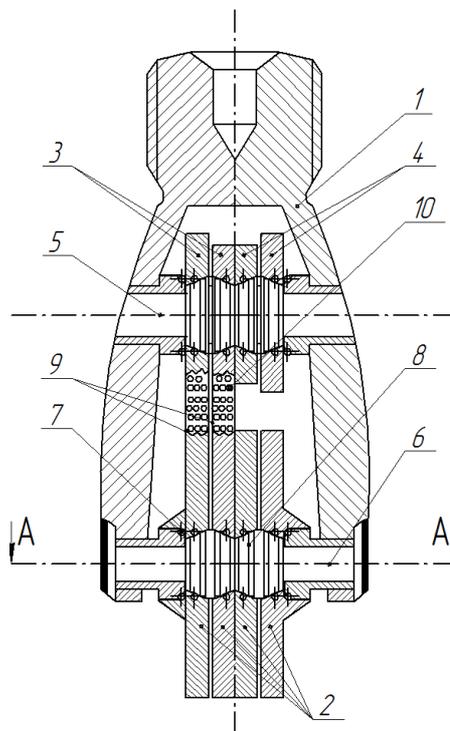


Рис. 1 Схема бурового дискового долота.

На рис. 1. приведена общая схема бурового долота, где 1 – лапы, 2 – диски, 3, 4 – пары вспомогательных дисков разного диаметра, которые смонтированы на вспомогательной оси 5 и эксцентричной оси 6. Диски 2 и пары вспомогательных дисков 3, 4 закреплены неподвижно в лапах 1 с помощью двухрядных подшипников качения 7 и замковых втулок 8. Цепи

9, представляют собой набор шарнирно соединенных между собой пластин, оснащенных зубками 10.

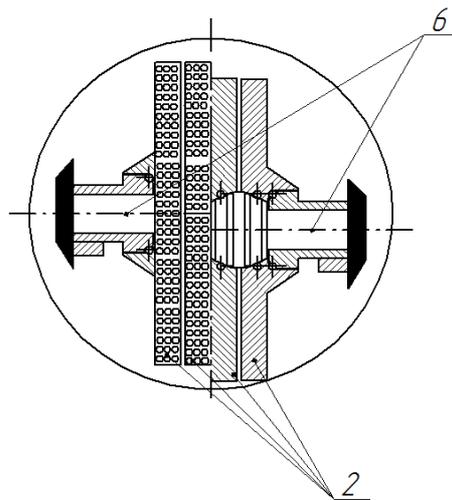


Рис. 2 Разрез бурового дискового долота по линии А-А.

На рис. 2 приведена разрез по линии А-А где показана эксцентричная ось 6, на которой размещены диски 2.

Устройство работает следующим образом: при вторжении долота в горную породу цепи 9, на внешней поверхности которых расположены зубки 10, осуществляют разрушение породы.

Благодаря замковой втулке 8 диски и вспомогательные диски не имеют возможности горизонтального перемещения по оси и вспомогательной оси 5, 6, и вращаются, за счет наличия сил реакции стенок и забоя скважины. Наличие, например, четырех дисков 2 и двух пар вспомогательных дисков 3, 4, обусловлено необходимостью создания значительно большей, в сравнении с обычным дисковым долотом, рабочей поверхности. Кроме того в процессе работы, благодаря разности диаметров пар вспомогательных дисков 3, 4 их скорость вращения неравномерна, что положительно влияет на забойные процессы разрушения горной породы и создает условия для реализации наиболее эффективного процесса разрушения, а именно скалывания. Для реализации отмеченного способа разрушения первый и четвертый вспомогательные диски имеют больший, но одинаковый внешний диаметр в сравнении со вторым и третьим, равными по внешнему диаметру, вспомогательными дисками.

Контакт каждого зубка 10 с забоем и стенками скважины носит прерывистый характер, который улучшает условия очистки забоя скважины, самого инструмента и процесс охлаждения породоразрушающих зубков. Конструкция этих долот позволяет значительно больше перекрывать площадь забоя скважины.

Кроме того, долото может быть использовано многократно благодаря возможности смены его рабочих органов – цепей. В проектируемой конструкции достигается более равномерная нагрузка на зубки, что способствует выравниванию их износа. Очистка и охлаждение породоразрушающих элементов долота происходит за счет непосредственной подачи промывочной жидкости на цепи 9, через промывочные каналы, которые могут быть оснащены специальными насадками, что позволит значительно повысить энергию струи жидкости.

Библиографический список

1. Сулакшин С. С. Практическое руководство по геологоразведочному бурению. – М.: Недра, 1978. – 334 с.
2. Пути повышения эффективности геологоразведочного бурения / П. И. Букреев, С. И. Голиков, В. А. Кудря и др. – М.: Недра, 1989. – 158 с.
3. Пат. 46041 № u200905218 Украина, МПК Е 21 В 10/46. Буровое долото / А. О. Ігнатів, С. Ю. Андрусенко. Заявл. 25.05.09; Опубл. 10.12.09; Бюл. № 23.

4. Андрусенко С. Ю. Обґрунтування конструктивних параметрів дискових ланцюгових доліт // Матер. І міжнар. наук.-практ. конф. студ., аспірантів і молодих учених “Трансфер технологій: від ідеї до прибутку”. – Дніпропетровськ: Вид-во НГУ. – 2010. – С. 19 – 21.

5. Ігнатов А.О., Андрусенко С.Ю. Ланцюговий підхід до проектування бурових доліт // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-технология его изготовления и применения. Сб.н.тр. - Вып. 13 – К.: ИСМ НАН Украины, 2010. – С. 137-142.

6. Ігнатов А.А., Андрусенко С.Ю. Особенности конструкции цепного прородоразрушающего инструмента // Матеріали міжнародної конференції "Форум гірників - 2010". – Дніпропетровськ: РВК НГУ, 2010. – С. 148-151.

УДК 622.24

НЕКОТОРЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ БУРОВЫХ СКВАЖИН

Крошка А.И., студент группы 185-17ск-2 ГРФ, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – доцент Игнатов А.А.

При любом способе бурения большой интерес для теории и практики разрушения горных пород представляет вопрос о гранулометрическом составе шлама. В значительной мере последний является показателем скорости бурения и величины затрат энергии на 1 м проходки. По гранулометрическому составу продуктов разрушения можно судить о совершенстве конструкций породоразрушающих инструментов и рациональности режимов его работы. Без учета гранулометрического состава буровых шламов практически невозможна разработка эффективных (в отношении скорости и энергоемкости) способов очистки скважин, а также точных и удобных в практическом отношении методов их расчета. Кроме того, гранулометрический состав продуктов разрушения, выходящих из устья скважины, определяет эффективность работы шламоотделяющих средств, а возможность его оценки имеет большое значение при решении задачи очистки воздуха в подземных выработках. По общим вопросам гранулометрии имеется достаточно обширная литература, например [1]. Применительно к бурению скважин гранулометрией продуктов разрушения занимались вскользь, и в литературных источниках содержатся об этом только отрывочные сведения.

В работах [2,3] показано, что при вращательном бурении наибольшая вероятность встречи частиц с размером от 1 до 15 мкм, а при ударно-вращательном – от 5 до 40 мкм, в зависимости от типа коронки. Выполненные экспериментальные исследования позволили проанализировать влияние ряда факторов на дисперсионный состав бурового шлама.

Исследование влияния зернистости алмазов на гранулометрический состав продуктов разрушения производилось при вращательном и ударно-вращательном способах бурения коронками, армированными естественными и искусственными алмазами. Сравнивая параметры шлама, полученного при бурении естественными и искусственными алмазами, легко заметить, что при бурении искусственными алмазами вероятные размеры частиц шлама в 2...5 раз больше, чем при бурении коронками, армированными естественными алмазами. Диапазон же варьирования размеров частиц бурового шлама увеличился незначительно. При бурении вращательным способом размер частиц доходил до 2 мм, а при ударно-вращательном – до 3 мм. В том и другом случае бурение велось с гидроударником ГВ – 5 и почти на одних и тех же режимах.

Различие в размерах бурового шлама в первую очередь можно объяснить конструкцией коронок и величиной алмазных зерен.

Влияние интенсивности промывки на размеры частиц бурового шлама изучалось при бурении полимиктового и степановского песчаников вращательным способом. Обе породы

бурились при постоянных режимах, варьировалась только интенсивность промывки забоя. Песчаники довольно сильно отличались друг от друга по свойствам. Твердость полимиктового песчаника в 1,5 раза была выше, чем у степановского. В то же время коэффициент пластичности у степановского песчаника в 2 раза выше, чем у полимиктового. Абразивность и динамическая прочность у обоих песчаников была примерно одинакова.

Несмотря на ощутимые различия в механических свойствах песчаников и значительные варьирования интенсивности промывки забоя, результат дисперсионного разделения бурового шлама в качественном отношении оказался одним и тем же. Различие носит лишь качественный характер. При бурении с более интенсивной промывкой выход мелких фракций уменьшился, а крупных – увеличился. Расхождение особенно значительно для крупных фракций и менее значительно – для мелких. Это указывает на вторичное измельчение продуктов разрушения при слабой промывке.

Влияние частоты вращения на дисперсионный состав продуктов разрушения можно проследить на диорите, кремнисто-полевошпатовом роговике, степановском песчанике и сульфидизированном мраморе. Из экспериментальных данных следует, что с увеличением частоты вращения (при постоянной интенсивности промывки забоя) выход мелких фракций возрастает, а крупных – уменьшается. Однако эта тенденция не очень значительная.

Влияние усилия подачи породоразрушающего инструмента на дисперсионный состав продуктов разрушения прослеживается на граувакковом песчанике, кремнисто-полевошпатовом роговике, степановском песчанике и сульфидизированном мраморе, - т. е. на породах самого различного вещественного состава и строения. По экспериментальным данным следует, что увеличение усилия подачи приводит к сокращению мелких и увеличению крупных фракций. Причем усилие подачи на размеры шламовых частиц оказывает большее влияние, чем частота вращения. Эта тенденция четче выражена при бурении твердых пород и слабее – более слабых.

Таким образом, увеличение частоты вращения породоразрушающего инструмента при незначительном увеличении усилия подачи не только положительно сказывается на механической скорости бурения, но и приводит к увеличению физического к. п. д. процесса разрушения горных пород.

Исследованиями, проведенными в Иркутском политехническом институте [4], установлен следующий гранулометрический состав шлама при бурении твердосплавными коронками (табл. 1). Бурение осуществлялось на специальном лабораторном стенде, станком с гидравлической подачей. В качестве породоразрушающего инструмента использовалась твердосплавная коронка диаметром 46 мм. Бурение производилось при следующих режимных параметрах: частота вращения – 250 мин⁻¹, осевая нагрузка 300 даН на коронку, количество промывочной жидкости – 20 л/мин.

Таблица 1

Гранулометрический состав шлама по ИПИ

Размер частиц, мм	до 0,05	0,05-0,063	0,063-0,1	0,1-0,16	0,16-0,2	0,2-0,315	больше 0,315
Содержание, %	29,71	27,06	12,21	7,78	5,06	5,67	12,51

В работе [5] представлены данные по гранулометрическому составу шлама полученные непосредственно на бурящихся скважинах при различных сочетаниях параметров режима бурения.

Наиболее обширные данные имеются о гранулометрическом составе продуктов разрушения при шарошечном бурении. Установлено [6,7], что при разбурировании горных пород разные венцы шарошек долота образуют различный по крупности шлам. В случае применения зубчатых долот наиболее крупные частицы шлама формируются под ведущими венцами, образующими рейку.

Библиографический список

1. Андреев С.Е., Зверев В.В., Петров В.А. Дробление, измельчение и грохочение полезных ископаемых. – М.: Недра, 1966.-240 с.
2. Рожков В.П., Куприенко В.И. Влияние технических и технологических факторов на величину шламовых частиц и их распределение по размерам при алмазном бурении геологоразведочных скважин // Межвузовский тематический сборник "Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые". выпуск 12. – Свердловск, 1989. – С. 29-38.
3. Рожков В.П., Сулакшин С.С., Храмников Р.Г., Марьин М.Д. Исследование гранулометрического состава продуктов разрушения при бурении геологоразведочных скважин // Известия ВУЗов Геология и разведка. – 1972.-№ 4. с. 135-142.
4. Шашилов В.П., Кузнецов В.Н. Оценка гранулометрического состава бурового шлама // Методика и техника разведки. – 1980. вып. 134. с. 72-73
5. Кулиев А.Э., Ахундов У.Х. К вопросу дробления пород на забое при бурении скважин малого диаметра // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1964.-№ 10. с. 19-20.
6. Лопатин Ю.С., Филатов Б.С. Некоторые основные характеристики бурового шлама // Нефтяное хозяйство. – 1970.-№ 10. с. 14-18.
7. Лопатин Ю.С., Филатов Б.С. Об образовании шлама при бурении шарошечными долотами // Нефтяное хозяйство. – 1968.-№ 7. с. 15-17.

УДК 622.24

К ВОПРОСУ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

*Игнатов М.В. студент гр. 185-18ск-2 ГРФ-1
Научный руководитель - доц. Пащенко А.А.*

Введение

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

На рис. 1 приведена классификация буровых растворов, учитывающая природу и состав дисперсионной среды и дисперсной фазы, а также характер их действия.

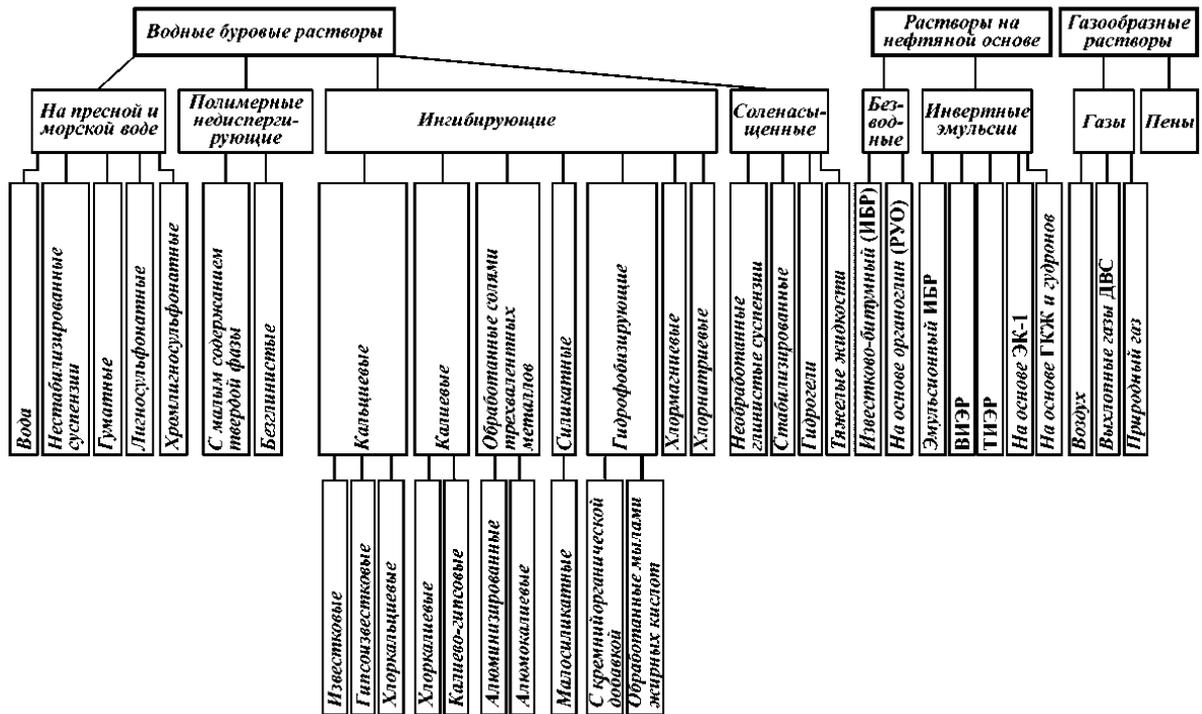


Рис. 1 - Классификация буровых растворов

Таким образом видно, что тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются, исходя из геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Основные материалы для приготовления базовых буровых промывочных растворов

Глина

Одним из основных компонентов большинства буровых растворов является глина. Для бурения скважин используют бентонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой группы. Кристаллическая решетка – трехслойная (2:1). Пакеты образованы из алюмоокислородного слоя октаэдрического (монтмориллонит, нонтро-нит, бейделлит) или триоктаэдрического (сапонит, гекторит) строения, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01–0,4 мкм и примерно в 10–100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока. Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Палыгорскит (аттапулгит) – водный алюмосиликат магния, имеющий слоистоленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные каналы размером 0,64–0,37 нм. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму: 1,1–0,6, ширина 0,015–0,035, толщина 0,005–0,015 мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игловидных частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игловидную форму частиц.

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений. В иллите, напри-

мер, два иона Al_3^+ в октаэдрах могут замещаться двумя ионами Mg_2^+ . Гидрослюдистые минералы преобладают во многих минеральных глинах, применяющихся в качестве местных материалов для буровых растворов.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1:1) решетку без зарядов на поверхности. Элементарные пакеты состоят из слоя кремнекис-лородных тетраэдров и связанного с ним через общие атомы кислорода алюмокислородного слоя диоктаэдрического строения. Частицы каолинита – шестиугольные, несколько вытянутые пластинки. Максимальный поперечный размер их 0,3–4, толщина 0,05–2 мкм.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюды с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита. Основным показателем качества (сортности) глин – выход раствора – количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044–74.

Нефть и нефтепродукты

Природные нефти и нефтепродукты из них определенного состава используются преимущественно в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяют дизельное топливо. Состояние асфальтенов (основного коллоидного компонента раствора на нефтяной основе), степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. Поэтому оптимальным для дизельного топлива считают содержание 10–20 % ароматических углеводородов и 30–50% парафиновых.

Сырая нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти с содержанием 3–5% асфальтенов и 8–12% смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветрить или прогреть до 80–100 °С, чтобы удалить растворенный газ и легкие нефтяные фракции.

Битум нефтяной используется в растворах на нефтяной основе в качестве дисперсной фазы и является регулятором его структурно-механических и фильтрационных свойств. Состав и коллоидная активность битума зависят от природы сырья и условий его окисления. Битум выпускается и поставляется в виде порошка в композиции с активным наполнителем – известью, затаренный в крафтмешки. В таком виде битум не слеживается при длительном хранении.

Реагенты общего назначения

Реагенты общего назначения используют для приготовления базовых растворов с целью достижения необходимых структурно-реологических и фильтрационных свойств, показателя рН. К ним относятся:

- основания (каустическая сода, известь) и соли (карбонат и бикарбонат натрия), способные изменять концентрацию водородных ионов в растворе;
- структурообразующие полимеры (полисахариды, биополимеры, синтетические полимеры), усиливающие прочность структуры раствора;
- понизители фильтрации – природные и синтетические высокомолекулярные полимеры (гуматы, лигносульфонаты, эфиры целлюлозы, акриловые полимеры);
- разжижители – химические реагенты органической и неорганической природы, способные дефлокулировать, разрушать ассоциации коллоидных частиц (гуматы, лигносульфонаты, конденсированная сульфит-спиртовая барда, танины, комплексные фосфаты).

Улучшения свойств бурового раствора можно добиться двумя путями: химическим – когда в раствор добавляются реагенты или присадки и механический, когда компоненты раствора диспергируются на более мелкие составляющие и более тщательно перемешиваются.

В качестве химических присадок могут использоваться одни из следующих видов реагентов.

Гуматные реагенты:

Угщелочной реагент марок «Б» и «С» ТУ У 24.6-24709453-001-2001 - предназначен для общего улучшения качества буровых растворов, в том числе для уменьшения их водоотдачи, вязкости, с целью облегчения условий бурения нефтегазовых буровых скважин.

Реагент гуматно-калиевый ТУ У 24.6-24709453-004-2003 (ГКР) - предназначен для снижения водоотдачи, разжижения и улучшения реологических свойств буровых растворов, позволяет улучшить ингибирующие свойства растворов.

Буровой реагент "Лигноксин" марок «Б» и «С» ТУ У 24.6-24709453-003-2002 - предназначен для снижения водоотдачи, разжижения и стабилизации реологических свойств буровых растворов на водной основе. Кроме того реагент позволяет улучшить ингибирующие свойства растворов, наиболее эффективен в калиевых системах как дополнительный источник ионов калия, что в свою очередь позволяет снизить потребность хлористого калия на 25%.

Полимерно-гуматные комплексные реагенты:

Буровой реагент "Полигум-К" марок «Б» и «С» ТУ У 24.6-24709453-002-2001 - предназначен для обработки глинистых буровых растворов с повышенной минерализацией с целью уменьшения показателя фильтрации, улучшения реологических свойств и смазывающих способностей.

Буровой реагент "Полигум К-1" марок «Б» и «С» ТУ У 24.6-24709453-002-2001 - предназначен для обработки глинистых буровых растворов с умеренной минерализацией с целью уменьшения показателя фильтрации, улучшения реологических свойств.

Лигносульфанатные реагенты:

Буровой реагент «Метанол» марки С ТУ У 24.6-24709453-005-2005 - применяется для регулирования реологических и фильтрационных свойств бурового раствора, снижения водоотдачи в различных системах буровых растворов на водной основе с забойными температурами до 150°C, в хлоркальциевых системах до 90°C.

Буровой реагент «ФХЛС-ЗР» ТУ У 24.1-24709453-010-2011 - предназначен для регулирования структуро-механических свойств буровых глинистых растворов в целях улучшения их свойств в отношении вязкости и термостойкости.

Буровой реагент «Лигнотин-ЗР» ТУ У 24.1-24709453-010-2011 - применяется в качестве основного понизителя вязкости и регулятора реологии во всех буровых растворах на основе пресной, пластовой, морской, гипсовой и солёной (вплоть до насыщения) вод.

Битумные реагенты:

Буровой реагент ОСБ-5 ТУ У 26.8-24709453-007:2008 - используется в буровых растворах на водной основе для стабилизации глинистых сланцев. Реагент закупоривает трещины в аргиллитах и глинистых сланцах, предотвращая контакт неустойчивых пород с буровым раствором. Кроме того, ОСБ-5 эффективно подавляет набухание глинистых пород и диспергирование глинистого шлама в растворе.

Буровой реагент ОСБ-50 ТУ У 26.8-24709453-007:2008 - является понизителем водоотдачи, особенно при высоких забойных температурах. Кроме того, реагент обладает высокоэффективными ингибирующими свойствами для защиты стенок скважин. ОСБ-50 подавляет набухание глинистых пород, предотвращает контакт неустойчивых пород с буровым раствором и диспергирование глинистого шлама.

Также улучшение качества бурового раствора возможно осуществлять, не только путем ведения химических реагентов. Важным является совершенствование технологии приготовления бурового раствора.

Разработаны различные технологические приемы, позволяющие улучшить качество работ: дозирование исходного порошкообразного материала и смешения его с водой затворения в зоне разрежения; приготовление бурового раствора с контролем реологических параметров; перемешивание путем лобового сопротивления перфорированной пластинке в потоке бурового раствора; контроль концентрации твердой фазы в жидкости. Эти способы имеют ряд преимуществ и недостатков. За основу взят способ повышения степени однородности раствора в процессе перемешивания исходного материала с водой затворения [3].

Основным исходным материалом для бурового раствора являются глиноматериалы. Все глины, которые применяются как дисперсная фаза в растворе (бентонит, каолинит, палыгорскит и др) имеют в своем составе минералы магния, алюминия, кремния, натрия, калия, кальция и др. При соединении этих минералов с водой происходит электролитическая диссоциация, при которой, например, ионы кремния, соединяясь с гидроксильной группой воды, образуют силанольные группы, в результате водородный показатель дисперсной среды изменяется.

Схема приготовления бурового раствора на основе глинопорошков, с контролем изменения водородного показателя раствора показана на рис.2. Приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими перемешивателями 9, заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью центробежного или поршневого насоса 2 (обычно один из подпорных насосов) по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой (затвором) 8, а величину вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

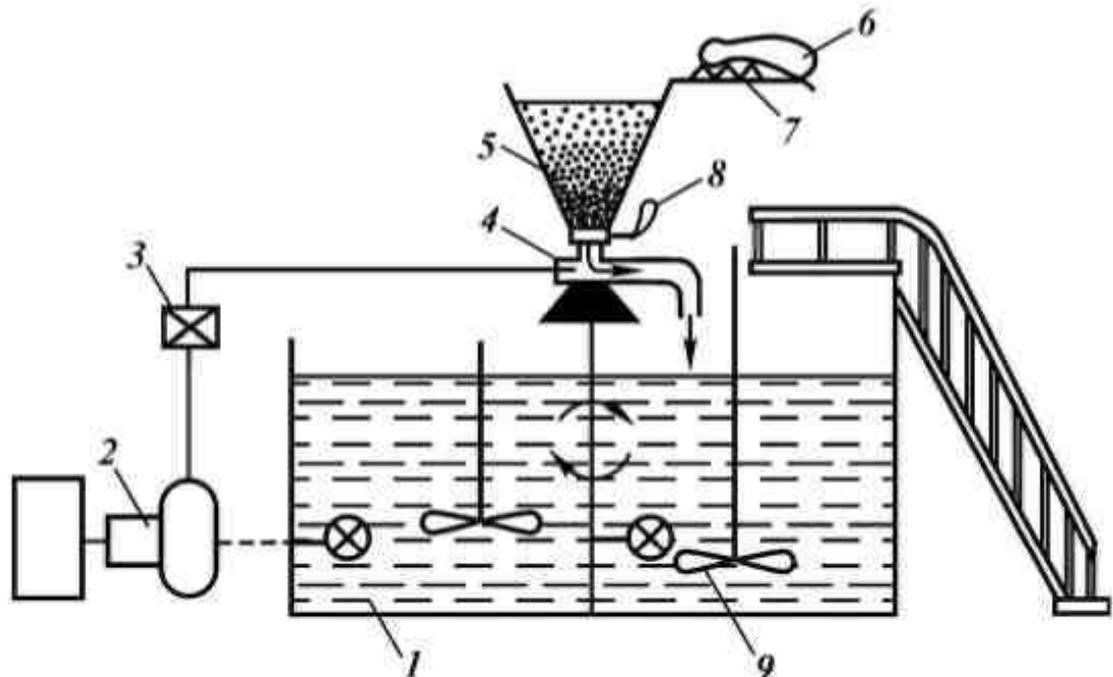


Рис. 2 - Схема приготовления бурового раствора

В процессе перемешивания глинистых частиц с жидкостью затворения рН раствора меняется в зависимости, чем меньше фракция порошкообразного материала, тем больше его

склонность к агрегатированию. Увеличение степени однородности раствора (равномерности распределения глинистых частиц по всему объему жидкости) ведет к повышению качества и стабильности раствора.

В первый момент перемешивания глинопорошка с водой большая часть частиц соединится с жидкостью, в результате чего рН раствора изменяется резко. После этого изменения рН происходит только за счет распада комков и агрегатов частиц. После того как раствор станет однородным, прибор б покажет, что рН раствора не изменяется и процесс перемешивания необходимо прекратить либо заменить порцию раствора.

Контроль изменения рН раствора заключается в следующем: в течении всего времени процесса перемешивания величина водородного показателя (рН) раствора изменяется и в момент прекращения изменения рН процесс перемешивания прекращают. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают либо в другие емкости циркуляционной системы, либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Предложенный способ прост, позволяет готовить буровой раствор непрерывно и в автоматическом режиме.

Список литературы:

1. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1974. – 456 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.
3. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1978. – 471 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.

ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ТЕХНІЧНИХ СВЕРДЛОВИН

Скибін С.Ю., студент групи 185-17ск-2 ГРФ, Державний ВНЗ «НГУ» (Дніпропетровськ)

Науковий керівник – доцент Ігнатов А.О.

Кар'єрне виймання – це один з самих розповсюджених методів видобутку корисних копалин відкритим способом. Будівництво кар'єрів передбачає розкриття і нарізування уступів (частина насипу порожніх порід або корисної копалини). Відділення порід від масиву спричиняється буровибуховим способом.

Машинне буріння шпурів і вибухових свердловин натомість ручного, яке застосовувалось до початку 19 ст. для відбивання міцних порід вибухом, почало упроваджуватись в кінці 17 ст., коли було сконструйовано перші бурові машини для буріння горизонтальних шпурів. У 1849 році Кауч (США) отримав один з перших патентів на парову бурову машину. В подальшому були створені високочастотні і обертально-ударні бурильні машини, які застосовувались щільно до 50-х років минулого сторіччя. З середини 20 ст. почався бурхливий розвиток установок обертального та пневмоударного буріння свердловин, котрі в теперішній час стали найпоширенішими в виробництві буровибухових робіт на кар'єрах.

Бурові та вибухові роботи особливо важливі пункти собівартості корисних копалин являючи собою 10-15% і 13-16% загальних витрат на видобуток відповідно. Оптимальні па-

раметри буріння та їх зв'язок з показниками фізико-механічних властивостей гірських порід складають технологічну основу ряду інженерних задач: визначення раціональних режимів буріння і параметрів виконавчих органів бурових верстатів; розробки принципів і створення засобів оптимального керування процесом буріння; оцінки доцільної галузі використання різних способів буріння; прогнозування параметрів і техніко-економічних показників нової бурової техніки та технології. Крім цього, досвід розробки скельних порід на відкритих гірничих роботах свідчить, що навіть застосування прогресивних способів ведення буровибухових робіт не дозволяє повністю виключити вихід великих фракцій (негабаритів). Негабарити руйнуються майже виключно вибуховим способом, при цьому вторинне дріблення породи значно збільшує витрати на буровибухові роботи.

Для вирішення зазначених проблем фірма Sandvik Tamrock розробила пакет прикладних програм моделювання процесу буріння (SSP). Ці програми дозволяють отримувати вірогідні дані для складання плану процесу видобутку корисної копалини у відповідності з гірничо-геологічними умовами. Дані містять: відомості про необхідне бурове обладнання та ефективний породоруйнівний інструмент; розрахунки схеми розташування свердловин та необхідної кількості вибухової речовини; граничні глибини буріння; інформацію про відсотковий вміст фракцій, потребуючих вторинного дроблення; розрахунки собівартості бурових та вибухових робіт. Зазначений підхід надав можливість суттєво знизити витрати на видобуток корисних копалин.

Бібліографічний список

1. <http://www.worldoil.com>.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ

*Ст. 185-17ск-2 ГРФ-1 Пономаренко А.С.
Научный руководитель - доц. Пащенко А.А.*

Поглощение жидкостей в скважинах

Поглощение в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности огромные. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что из-за поглощений цементного раствора не обеспечивается проектная высота подъема цементного раствора, что приводит к необходимости проводить ремонтные работы; при освоении скважин (первичном и после капитального ремонта) происходит снижение проницаемости продуктивных пластов и т.д. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

Методика выбора мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями жидкостей основана на количественных критериях, отражающих геологическое строение и гидродинамическую характеристику пластов.

Причины возникновения поглощений

Поглощение бурового раствора в скважинах обуславливается проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора и его качеством.

При превышении давления в стволе скважины над давлением в пласте, вскрытом при бурении, раствор из скважины, преодолевая местные гидравлические сопротивления, будет проникать в поры, каналы и трещины пород. Снижение давления в скважине по сравнению с

пластовым приводит к движению жидкости из пласта в скважину, т.е. к водонефтегазопроявлениям. Поэтому один и тот же пласт может быть поглощающим или проявляющим.

Возникновение поглощения также зависит от способа и технологии бурения. Механическое воздействие (удары, вибрации) бурильного инструмента на стенки скважины или большие избыточные давления могут вызвать поглощение бурового раствора в ранее изолированные или не проявившие себя во время вскрытия горизонты.

В зависимости от толщины и прочности плотного участка породы или цементного камня, значения и цикличности нагрузок, воздействующих на него, разрушение может произойти в различные моменты: при спуске или подъеме бурильного инструмента, восстановлении циркуляции, бурении, спуске или цементировании эксплуатационной колонны и т.п.

Другими технико-технологическими причинами, способствующими возникновению поглощения бурового раствора, являются все факторы, вызывающие увеличение давления в затрубном пространстве при промывке скважины.

Явление поглощения связано с вскрытием проницаемых или (и) слабых пластов при бурении скважины и представляет собой движение бурового раствора или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического (гидродинамического) давления, возникающего в скважине в процессе ее проводки.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора и определяющие направление дальнейших работ, можно разделить на две группы.

Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, значение пластового давления и характеристика пластового флюида.

Технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спус-коподъемных операций и др.

Поглощения начинаются при условии, что вскрытые пласты обладают достаточно высокой гидропроводностью и перепад давления между скважиной и поглощающим пластом выше определенного его значения, называемого критическим.

В случае недостаточной прочности горных пород происходит гидроразрыв.

Предупреждение и профилактика поглощений буровых и тампонажных растворов

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рис. 1 указаны факторы, обуславливающие снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения. При подходе забоя к интервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавляют наполнители в буровые растворы, регулируют их плотности и структурные параметры, скорость спуска инструмента с целью максимально возможного снижения гидростатического давления. К определениям места поглощения статического уровня и подсчетам максимально допустимого давления на поглощающий пласт приступают чаще всего после неудачных попыток ликвидации осложнения наиболее простыми методами.



Рис. 1 - Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины

Учитывая, что вскрытые скважиной горные породы поглощают буровой раствор только при условии превышения давления столба раствора над пластовым давлением и наличия достаточно высокой проницаемости пород, ликвидировать начавшееся поглощение можно двумя путями: первый заключается в снижении плотности бурового раствора, т.е. в уменьшении давления его столба, второй – в искусственном снижении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), что затрудняет или вообще исключает проникновение бурового раствора в пласт.

Первый способ обычно применяют в районах, где для бурения скважин используют глинистый раствор различной плотности, а второй – в районах, где промывку скважин при бурении производят технической водой.

Снижение проницаемости ПЗП достигается за счет ввода в буровой раствор инертных наполнителей, которые проникают в трещины и каналы и блокируют пути ухода раствора в пласт, а также путем закачки в каналы ухода раствора тампонирующих смесей. Выбор способа снижения проницаемости ПЗП зависит от интенсивности поглощения бурового раствора пластом. Обычно интенсивность поглощения оценивают объемом (в м^3) бурового раствора, уходящего в пласт в течение 1 ч, т.е. в $\text{м}^3/\text{ч}$.

В настоящее время различают три категории интенсивности поглощений проницаемыми пластами: 1 – малой интенсивности (до $10\text{--}15 \text{ м}^3/\text{ч}$), 2 – средней интенсивности (до $40\text{--}60 \text{ м}^3/\text{ч}$) и 3 – высокоинтенсивные (более $60 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Среди высокоинтенсивных поглощений выделяют так называемые «катастрофические поглощения», к которым в настоящее время относят поглощения, не ликвидируемые обычными способами. Интервалы с такими поглощениями, как правило, перекрывают обсадными колоннами.

Ликвидируют поглощения малой интенсивности при помощи ввода в буровой раствор наполнителей: слюды-чешуйки, мелкой резиновой крошки (размеры частиц $1\text{--}5 \text{ мм}$), водной

дисперсной резины (ВДР) и др. Из указанных наполнителей наименее известна ВДР, являющаяся продуктом диспергирования отходов резины в водной среде. Применяют ВДР как наполнитель в количестве 5–10 % к объему бурового раствора для предупреждения прихватов колонны труб.

Поглощения средней интенсивности устраняют путем закачки в поглощающий пласт быстросхватывающихся смесей (БСС) с наполнителями. БСС цементные состоят из смеси двух цементов различного минерального и химического составов, например тампонажного, глиноземистого и портландцементов. Следует подчеркнуть, что обязательной составной частью БСС любого состава является глиноземистый цемент, изменением количества которого регулируют сроки схватывания смеси цементов (табл. 1).

В качестве наполнителя используют кордное волокно (наиболее распространенный наполнитель), резиновую крошку с частицами до 5–8 мм и ряд других материалов.

Высокоинтенсивное поглощение при наличии одного поглощающего пласта устраняют путем закачки в пласт «мягкой пробки» из наполнителей, с последующей задавкой в пласт тампонажной пасты. Объем «мягкой пробки» обычно составляет 20–40 м³. Получают эту пробку путем смешивания глинистого раствора или густого эмульсионного раствора (90–94 % воды, 5–9 % дизельного топлива, 1% эмульгатора) с возможно большим количеством наполнителя.

В качестве наполнителя используют: НДР (наполнитель дробленая резина); ВОЛ (вулканизированные отходы латекса); ПУН (пластинчатый упругий наполнитель); НТП (наполнитель текстиль прорезиненный).

Для перевода «катастрофического» поглощения в обычное высокоинтенсивное применяют тампонажные смеси, обладающие высокой закупоривающей способностью.

БСС могут быть получены на основе специальных цементов – глиноземистого, гипсоглиноземистого и пуццоланового.

Глиноземистый цемент используют как добавку к тампонажному цементу в количестве не более 10–20 % от массы смеси. При этом начало схватывания при В/Ц = 0,5 может быть снижено до 20 мин. Предел прочности при твердении в пластовой воде через 2 сут составляет 1,4–1,7 МПа. При вводе в глиноземистый цемент до 4 % фтористого натрия начало схватывания составляет до 35 мин, при этом растекаемость, плотность смеси и прочность камня изменяются незначительно. Гипсоглиноземистый цемент из-за высокой стоимости чаще применяют в смеси с другими цементами. Так, быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный, при этом расширение камня составляет до 5 %. Для облегчения такой смеси в нее добавляют до 30 % диатомита с влажностью не более 6 %, при В/Ц = 0,8 плотность 1,55 г/см³, а начало схватывания находится в пределах от 50 мин до 1 ч 25 мин. Расширяющийся быстросхватывающийся цемент с началом схватывания до 20 мин можно получить введением в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса.

Пуццолановый цемент получают добавлением к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опока, трепел, диатомит) в количестве 30–50 % от массы цемента. Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлорид кальция, кальцинированная сода и др.) в количестве 4–6 % от массы сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (1,65–1,7 г/см³) по сравнению с цементными растворами без активных минеральных добавок.

Гипсовые растворы. Для изоляции пластов с температурой 25–30 °С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ сделать экспресс-анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей схватывания применяют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов – высокая скорость структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160 % от массы сухого гипса. Цементные растворы более восприимчивы к повышенному содержанию воды, поэтому разбавление их в процессе тампонирования отрицательно влияет на качество изоляционных работ. Хорошими физико-механическими свойствами обладают гипсовые растворы с добавками полимеров.

Гипсоцементные смеси. Положительными качествами цементного и гипсового растворов обладают гипсоцементные смеси, имеющие короткие сроки схватывания и твердения и дающие высокопрочный камень через 3-4 ч после затворения смеси.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения не превышает $(5 \div 9) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а через 24 ч – $0,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Гипсоцементные растворы приготавливают смешением гипса и тампо-нажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампо-нажного цемента.

Глиноцементные растворы. Глиноцементные растворы готовят из там-понажного цемента, бентонита и ускорителей схватывания смешением сухих компонентов с последующим их затворением или добавлением бентонита в цементный раствор. Наличие в смеси глинистых частиц способствует более быстрому росту структуры. Глиноцементные растворы менее чувствительны к воздействию бурового раствора. Бентонит снижает проницаемость тампонажного камня, уплотняет его структуру.

Глиноземистые смеси с сернокислым глиноземом сохраняют стабильные вязкостные свойства в течение времени, достаточного для их доставки в зону поглощения. Затем происходит интенсивный рост вязкости и смесь при заданном избыточном давлении продавливают в пласт.

Соляроцементно-бентонитовые смеси (СЦБС) имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300-500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ от массы смеси на 1 м³ дизельного топлива. При смешивании с водой или буровым (глинистым) раствором образуется нерастекаемая тампонажная паста с высокой пластической прочностью и вязкостью. Для снижения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения прочности тампонажного камня в СЦБС вводят 3–10 % жидкого стекла (от массы цемента).

Растворы на углеводородной жидкости приготавливают в следующем порядке. В мерные емкости цементируемых агрегатов заливают расчетное количество дизельного топлива, в котором растворяют ПАВ. На этой жидкости затворяют бентонит, цемент или их смесь. При прокачивании через бурильные трубы смесь должна быть изолирована от бурового раствора верхней и нижней порциями дизельного топлива – по 0,5 м³, объем смеси не должен превышать 5 м³. После вытеснения смеси из бурильных труб в затрубное пространство прокачивают 0,5–1 % бурового раствора.

Образование плотного геля при соединении смеси с водой происходит благодаря тому, что она очень быстро абсорбирует воду. Образующийся в течение нескольких секунд гель вначале напоминает «замазку». Через несколько минут «замазка» превращается в густую, малоподвижную резино-образную массу, устойчивую к деформациям и перемещениям под действием сил, возникающих при перепаде давлений.

Проблема борьбы с поглощениями еще не решена в полной мере, поэтому расширение ассортимента наполнителей, новых высокоэффективных тампонажных смесей и других средств может существенно сократить затраты времени и средств на ликвидацию поглощений.

Список литературы:

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
2. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1. – 269 с.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: – В 4-х т. – М.: Недра, 1996.

УДК 622.24

ЗАБІЙНІ ЦИРКУЛЯЦІЙНІ ПРОЦЕСИ В СВЕРДЛОВИНАХ

Гончаренко Я.С., студент групи 185-17-2 ГРФ, Державний ВНЗ «НГУ» (Дніпропетровськ)

Науковий керівник – доцент Ігнатов А.О.

При обертальному бурінні геологорозвідувальних свердловин руйнування породи на вибої свердловини здійснюється за рахунок механічного впливу на неї різців або зубців породоруйнівного інструменту.

Завданням потоку очисного агента є своєчасне та миттєве видалення частинок породи з вибою свердловини, як виключення можна відзначити випадок буріння в міцних неабразивних породах алмазними коронками, де деяка затримка шламу на вибої може опинитися корисною для підробітки матриці і необхідного оголення алмазів. Якщо видалення частинок породи з вибою свердловини неповне або несвоєчасне вони піддаються повторному здрібненню і ускладнюють подальше руйнування породи, що в свою чергу призводить до зниження механічної швидкості буріння та підвищеного зносу елементів озброєння інструменту.

Процес очищення вибою можна підрозділити на три окремих, але взаємопов'язаних етапи [1], кожний з яких має різну фізичну природу існування та впливу на процес в цілому.

Перший етап – це відрив зруйнованої частинки шламу від поверхні вибою та переведення її до зваженого стану. Другий – винесення зважених частинок шламу з при вибійної зони; третій – очищення озброєння інструменту (при використанні доліт). Слід зазначити, що при проходці в конкретних літологічних умовах потребує активізації той чи інший етап. В цілому для території України необхідно активізувати перший та другий етапи, через наявність нескхильних до сальнікоутворення твердих карбонатних порід.

Розглянемо механізм відриву частинки гірської породи від вибою. На частинку, що утворилася в результаті впливу породоруйнівного інструменту на гірську породу, діють сили, які утримують її на місці утворення, вони обумовлені вагою частинки (через малість ваги частинки породи, цю силу можна не приймати до уваги) і тиском стовпа рідини (гідростатичний тиск) на вибої. Якщо порода вибою є проникною та насичена рідиною, то очевидно, що притискна сила обумовлена гідростатичним тиском прямо пропорційна диференціальному тиску ($P_{\text{диф}}$), тобто різниці між гідростатичним тиском (P_r) та внутрішньопоровим тиском (P_n). При $P_r = P_n$, сила, що притискує частинку до вибою дорівнює нулю. В залежності від співвідношення P_r і P_n створюються умови для фільтрації промивної рідини в пласт або для виходу пластової рідини до свердловини; від цього співвідношення також залежить, чи буде діяти на частинку додаткова притискна або відриваюча сила. У випадку підтримання в свердловині тиску нижче пластового, відриваюча сила може наблизитися до величини сили обумовленої дією гідростатичного тиску, що буде сприяти відриву частинки від вибою.

Тому, ефективність очищення вибою свердловини при бурінні в породах, що є проникними, визначається необхідністю швидкого проникнення промивної рідини або її фільтрату в породу вибою (для підвищення тиску в її порах) та під частинки зруйнованої породи.

При бурінні в монолітних породах необхідною умовою початку руху частинки є проникнення під неї промивної рідини або її фільтрату, для вирівнювання тисків, діючих на частинку. Час вирівнювання тисків визначається часом проникнення промивної рідини або фільтрату під відколоту частинку.

Швидкість заповнення простору під частинкою гірської породи залежить насамперед від ступеня рухливості рідини та величини її водовіддачі, проникності породи вибою та рухливості порової рідини.

При бурінні з промиванням глинистим розчином проникненню рідини під частинку породи заважає наявність глинистої корки на вибої.

Видаленню частинки з вибою сприяє виштовхувальна (при виході зубців шарошки з лунки руйнування) та зсувна (при прослизанні) дії елементів озброєння породоруйнівного інструменту.

При русі промивної рідини на вибої свердловини, частинка шламу, що розташована на його поверхні, випробовує вимивну дію потоку рідини, що рухається паралельно вибою. При цьому можливі наступні варіанти відриву частинки від вибою (рис. 1).

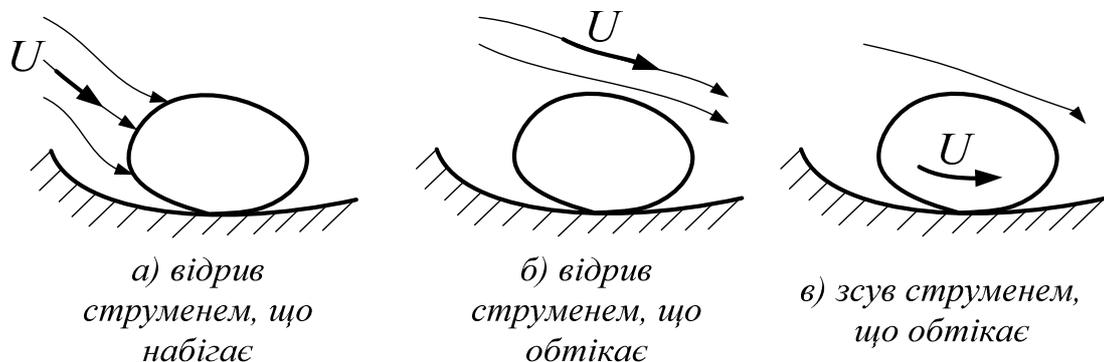


Рис. 1 Можливі схеми відриву частинок зруйнованої породи від вибою

Рух промивної рідини безпосередньо на вибої свердловини характеризується тим або іншим ступенем турбулентності потоку, значення якого визначається величиною критерію Рейнольдса

$$Re = \frac{ud_a \rho}{\mu}, \quad (1)$$

де u – швидкість потоку на вибої, м/с; d_e – еквівалентний діаметр потоку, м; ρ – густина промивної рідини, кг/м³; μ – динамічна в'язкість рідини, Па·с.

Бобо и Хач [2] запропонували наступну схему руху промивної рідини по вибою. В процесі буріння на вибої утворюється прикордонний шар, в якому при малих швидкостях руху промивної рідини може встановитися або ламінарний режим (характеризується параболічним розподіленням швидкостей), або турбулентний (характеризується сплосченим розподілом швидкостей), та незалежно від режиму руху в прикордонному шарі – ламінарний підшар, який суттєво впливає на умови руху зруйнованих частинок породи. Товщина ламінарного підшару залежить від в'язкості промивної рідини та швидкості її руху. Товщину ламінарного підшару та швидкість руху в ньому пропонується визначати за наступними формулами

$$h_e = a \frac{\nu}{U_{\bar{n}a\delta}} \quad (2)$$

$$U_y = by \frac{U_{\bar{n}a\delta}^2}{\nu}, \quad (3)$$

де h_e – товщина ламінарного підшару, м; ν – кінематична в'язкість рідини, м²/с; $U_{сер}$ – середня швидкість руху рідини в зоні вибою, м/с; U_y – швидкість руху рідини в ламінарному

підшару на відстані u від вибою, м/с; a і b – коефіцієнти, які залежать від коефіцієнту гідравлічного опору, густини промивної рідини та інших чинників.

Таким чином можна зробити наступний висновок. Одні частинки породи, що утворилися під впливом породоруйнівного інструменту, піддаються дії прикордонного шару, інші попадають в зону дії ламінарного підшару (рис. 2). В результаті частина шламу залишається не винесеною потоком промивної рідини, що призводить до подальшого його здрібнювання та підвищеного зносу породоруйнівного інструменту.

Неважко бачити, що згідно з (2) та (3), при підвищенні швидкості руху рідини в привибійній зоні в два рази, товщина ламінарного підшару зменшиться в два рази і в чотири рази збільшиться швидкість руху рідини у ньому самому.

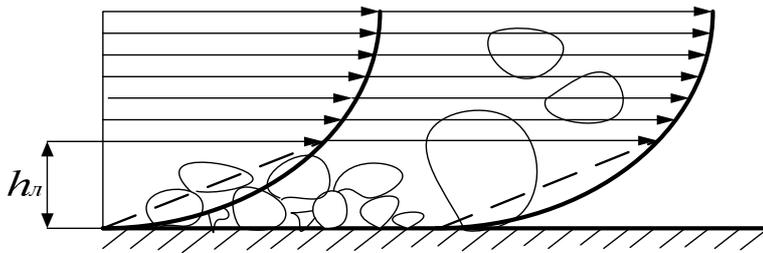


Рис. 2 Профіль швидкостей в привибійній зоні свердловини

В роботі [3] показано, що основним чинником ефективності очищення вибою є турбулентний стан промивної рідини в привибійній зоні. Інтенсивність турбулентності потоку на вибої визначається головним чином в'язкістими властивостями промивної рідини. З ростом в'язкості промивної рідини знижується рівень турбулентності, а отже погіршуються умови очищення вибою.

При бурінні долотами, для відриву частинки зруйнованої породи від вибою потоком промивної рідини, необхідно створити достатньо високу гідродинамічну силу, що буде діяти на частинку [4]. Однак для цього недостатньо створити тільки високу швидкість потоку на виході з сопла, необхідно також по можливості наблизити насадки до поверхні вибою. В деяких випадках для досягнення досконалої очистки вибою, використовують замість трьох промивних отворів два або один, а також встановлюють насадки гідромоніторних доліт похило, що тягне за собою збільшення сили діючою з боку потоку на частинку зруйнованої породи, що знаходиться на вибої.

Висновки:

1. На ступінь очищення вибою впливає швидкість потоку, причому її горизонтальна складова, що направлена уздовж вибою, густина та в'язкість промивної рідини і як наслідок цього режим її руху.
2. При виборі параметрів промивної рідини слід по можливості зменшувати її густину та в'язкість.

Бібліографічний список

1. Пестров А.П., Гусман А.М. Исследование процесса очистки призабойной зоны при различных режимах и схемах промывки скважин // Сборник трудов Сибирского института нефтяной промышленности "Совершенствование технологии строительства скважин в Западной Сибири". – Тюмень, 1984. – С. 15-21.
2. Bobo R., Hoch R. Keies to Successful Competitive Drilling // World Oil. – 1957. – 145, ix.
3. Кудряшов б.б., Михайлова Н.Д. Влияние вязкости промывочной жидкости на работоспособность твердосплавных буровых коронок // Информационное сообщение – вып. 83. Серия: Методика и техника геологоразведочных работ; организация производства № 16. – М.: ОНТИ ВИЭМС, 1965.-14 с.

4. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986.-536 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН

*Лопушняк Д.Ю., студент группы 185-17-2 ГРФ, ГВУЗ «НГУ» (Днепропетровск)
Научный руководитель – доцент А.Ф. Камышацкий*

Подземные воды являются наиболее чистым источником водоснабжения питьевой и промышленной водой. Скважины - это наиболее экономичные и эффективные сооружения для добычи подземных вод. Сооружение водяных скважин в развитых и развивающихся странах является национальной проблемой, решение которой обеспечивает повышение уровня жизни, снижение заболеваний, затрат на лечение инфекционных болезней и увеличение активной продолжительности жизни. В США и Швейцарии на долю водоснабжения из подземных источников приходится около 60%, а в Дании - 100%. В мире в работе для водоснабжения находятся сотни тысяч гидрогеологических скважин, при длительной эксплуатации которых происходит снижение дебита, часто до полного прекращения водопритока. Причина этого заключается в механической, химической и биологической кальматации продуктивного горизонта. Для ремонта скважин с целью восстановления дебита используют сложные технологии и дорогостоящее оборудование со значительными энергетическими затратами.

В мировой практике существует большое разнообразие технологий и технических средств увеличения и восстановления дебита водозаборных скважин. Они основаны на различных принципах и имеют разнообразную физическую природу воздействия на продуктивный пласт. Наиболее эффективным и экономичным является использование средств на основе гидродинамического воздействия на водоносный горизонт, при генерировании пульсаций в водяной скважине за счет использования энергии самого движущегося потока жидкости. [3]

Проведенный анализ гидродинамических способов воздействия на водоносный горизонт показал перспективность применения для освоения и восстановления дебита гидрогеологических скважин гидродинамической кавитации так как затраты энергии на получение полей кавитационных пузырьков в ультразвуковых излучателях на порядок выше, чем в гидродинамических кавитационных аппаратах. Это связано с быстрым затуханием ультразвуковых колебаний в жидкостях. Кавитация (от лат. cavitas – пустота) – это явление перераспределения энергии в жидкости, обусловленное возникновением и исчезновением микроскопических пустот.

Экспериментальные исследования процесса схлопывания пузырьков в реальных жидкостях показывают, что при этом происходит потеря сферической устойчивости и образуются "вмятины" и кумулятивные струйки.

Указанные механические воздействия будут сопровождаться различными физико-химическими процессами.

Проникновение струи и её распространение в безграничной жидкости достаточно хорошо изучено, что позволяет определить все параметры микротурбулентного разрушения кальматанта (глиноматериала, разрушенной породы) при проникании кумулятивных струек в жидкость. Однако возникает вопрос, какая необходима скорость кумулятивной струйки V_k , чтобы вырвать частицу кальматанта с поверхности фильтра.

При соударении струйки с частицей кальматанта возникающее давление должно преодолевать не только локальную прочность частицы, но и её силы инерции. В условиях кумулятивного воздействия материал твёрдых частиц может вести себя как жидкость. Динамический предел текучести по экспериментальным данным равен $P_d = 1.8 \cdot \sigma_t$, с учетом сил инерции его величина увеличивается до $P_d = 4.5 \cdot \sigma_t$, где σ_t - предел текучести материала [4].

При внедрении струйки в частицу давление на контактной поверхности составит, в случае жесткого удара:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho_k \cdot (V_k - U)^2,$$

где U - скорость контактной поверхности;

ρ_k - плотность жидкости в кумулятивной струйке.

Учитывая условие разрушения за один удар, а также величину материала l_u , можно определить скорость кумулятивной струйки:

$$V_k = \frac{9 \cdot \sigma_m \cdot \left(1 - \frac{\rho_c}{\rho_k^2}\right)}{\rho_c \cdot \left[\left(1 - \frac{d_u \cdot \left(1 - \frac{\rho_c}{\rho_k}\right)}{2 \cdot (2R - 2r)}\right)^2 \cdot \frac{\rho_c}{\rho_k^2} - 1 \right]}, \text{ м/с.}$$

Таким образом, зная скорость внедрения кумулятивной струйки, размер частиц и материал кальматанта можно перейти к технологическим параметрам кавитационной обработки (частота и амплитуда колебаний, определяемые размерами пузырька), а следовательно и к выбору типа самого генератора.

На сегодняшний день существует большое разнообразие кавитационных генераторов, однако наиболее перспективными из них являются генераторы, которые не имеют подвижных элементов (изнашивающихся в процессе эксплуатации), просты в использовании и не требующие значительных энергетических затрат при эксплуатации. К таким генераторам в первую очередь следует отнести аппарат для розкальматации гидрогеологических скважин, в основу конструкции которого положена трубка Вентури [3].

Трубка Вентури (рис. 1) состоит из конфузора, критического сечения малого диаметра и диффузора. Ее работа заключается в преобразовании стационарного потока в пульсирующий, что достигается при прохождении потока от критического сечения к диффузору. При этом происходит падение давления и возникает кавитация. Как показали исследования, приведенные в работе [3], с возникновением кавитации сопротивление трубки Вентури будет увеличиваться пропорционально степени развития кавитации, а расход сохраняется постоянным независимо от дальнейшего снижения давления на выходе из трубки Вентури. Другими словами для обеспечения бесперебойной работы такого кавитационного генератора в скважине следует регулировать отношение p_2/p_1 , что практически невозможно из-за постоянно действующего противодействия столба жидкости в затрубном пространстве скважины и жесткости характеристик буровых насосов. То есть регулирование работы этого генератора может осуществляться изменением подачи насоса, что приведет лишь к повышению гидравлического сопротивления на трубке Вентури и прекращению работы генератора.

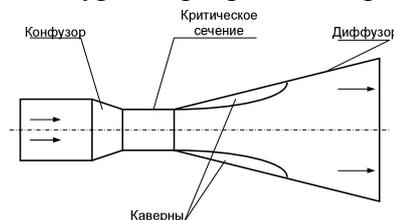


Рис. 1. Схема кавитационного течения в трубке Вентури.

Авторами предлагается использовать в качестве кавитационного генератора СК- аппараты (суперкавитационные аппараты), в которых возникновение кавитации происходит при обтекании потоком жидкости тел различной геометрии.

Проведенный эксперимент показал:

1. режим работы такого генератора зависит только от скорости обтекания, а значит, регулируется изменением подачи насоса в широких пределах;

2. наличие критической скорости обтекания потоком конуса при которой возникает кавитация ($V_{кр}=3-5$ м/с), которая регулируется геометрическими параметрами генератора и определяется в первую очередь радиальным зазором между конусом и корпусом генератора.

Основываясь на результатах проведенных исследований, разработана качественно новая конструкция кавитационного генератора для освоения и восстановления дебита гидрогеологических скважин (рис. 2). Генератор состоит из корпуса и двух конусов-обтекания противоположно направленных перпендикулярно стенкам скважины и имеют возможность осевого перемещения. Расположены конусы-обтекания в диффузорах с малыми углами раскрытия, что позволяет регулировать радиальный зазор. [1]

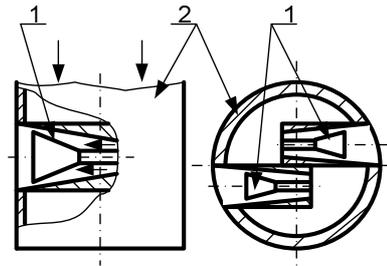


Рис. 2. Конструкция кавитационного генератора: 1 – конус-обтекания; 2 – корпус.

Преимущества предлагаемого генератора заключаются в следующем:

1. широкий диапазон регулирования, что снижает время на настройку самого аппарата и процесс освоения гидрогеологической скважины;
2. возможность работы генератора на насосах с любой подачей, за счет регулирования радиального зазора между конусом и корпусом генератора с помощью специальных втулок;
3. исключение влияния гидравлического подпора в затрубном пространстве скважины, за счет осевого перемещения конуса-обтекания в диффузоре с малым углом раскрытия;
4. снижение на порядок гидравлического сопротивления на самом генераторе в сравнении с трубкой Вентури, за счет большой площади проходного сечения (радиального зазора) в сравнении с площадью критического сечения трубки Вентури.

Вывод.

Использование предлагаемой технологии и технических средств для увеличения дебита вновь пробуренных скважин для водоснабжения и при восстановлении дебита старых скважин, находящихся в длительной эксплуатации, позволит в 2..15 раз снизить денежные затраты, в 3...5 раз уменьшить сроки выполнения работ. Результаты работ имеют большое значение для всех стран со скважинным водоснабжением, особенно актуальным этот проект является для развивающихся стран с высокой концентрацией населения.

Список литературы

- 1 Давиденко О.М., Камишацкий О.Ф. Пат. 68586 А Украина, МКИ 7 Е 21 В 21/06. Устройство для освоения призабойной зоны гидрогеологических скважин.
2. Овнатанов Т.Г. «Вскрытие и обработка пласта». – М.: Недра, 1970.
3. Пилипенко В. В «Кавитационные автоколебания». – Киев.: Наукова думка, 1989.
4. Федоткин И.М. Интенсификация технологических процессов. - К.: Вища шк., 1999. – 200с.

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Ст. 185-17ск-2 ГРФ-1 Коляда В.А.

Научный руководитель – доц. Пащенко А.А.

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта. После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, которую иногда называют вторичным вскрытием пласта, призабойная зона и особенно поверхность вскрытого пласта бывают загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Кроме того, воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает иногда необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, размеры пор которой соизмеримы с размерами этих пограничных слоев с аномальными свойствами. В результате образуется зона с пониженной проницаемостью или с полным ее отсутствием.

Цель освоения - восстановление естественной проницаемости коллектора на всем протяжении вплоть до обнаженной поверхности пласта перфорационных каналов и получения продукции скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т.е. давления ниже пластового. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот, небольшой и плавной.

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, но с малым давлением (на разработанных площадях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации. В практике нефтедобычи известно много случаев открытого нерегулируемого фонтанирования скважин с длительными пожарами в результате нарушения технологии вскрытия пласта и освоения скважины. Такие явления не только выводят из строя саму скважину, но и приводят к истощению самого месторождения.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:

- тартание,
- поршневание,
- замена скважинной жидкости на более легкую,
- компрессорный метод,
- прокачка газожидкостной смеси,
- откачка глубинными насосами.

Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура или ее часть в соответствии с применяемым методом и предлагаемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

При освоении нагнетательных скважин используют следующие технические приемы: интенсивные промывки прямые и обратные, интенсивный дренаж, поршневание, компрессорный способ, насосный способ, самоизливом, солянокислотные обработки, гидравлический разрыв пласта, промывка скважины НКТ и водоводов водопесчаной смесью, нагнетание в скважину воды, предварительная обработка горячей водой или нефтью нефтяных скважин, применение газообразных агентов для освоения скважин

Применение газообразных агентов - наиболее перспективное направление развития методов снижения уровня в скважинах. При этом способе освоения обеспечиваются простота и надежность контроля и регулирования процесса в широких пределах расходов и давлений. Газообразные агенты могут обеспечить быстрое опорожнение глубоких скважин, быстрое и резкое или медленное и плавное снижение давления в скважине, дренирование пласта с подпиткой сжатым газом для обеспечения фонтанирования и др.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также

при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха - 30 и + 50 С.

Подготовка оборудования и материалов для освоения скважин азотом

Оборудование позволяет осуществить газификацию на скважине жидкого азота, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта.

Схема обвязки наземного оборудования для вызова притока из пласта путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом показана на рис. 1, а для вызова притока из пласта с использованием газированной азотом жидкости (пены) - на рис. 2.

Перед началом процесса необходимо оборудовать устье скважины фонтанной арматурой и обвязать с нефтесборным коллектором.

Перед закачиванием рабочего агента (газообразного азота, пены) устье скважины обвязать с азотными установками таким образом, чтобы обеспечивалась возможность нагнетания рабочего агента в трубное и межтрубное пространства и одновременно выход жидкости из межтрубного и трубного пространств скважины. Обвязку эжектора осуществить так, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

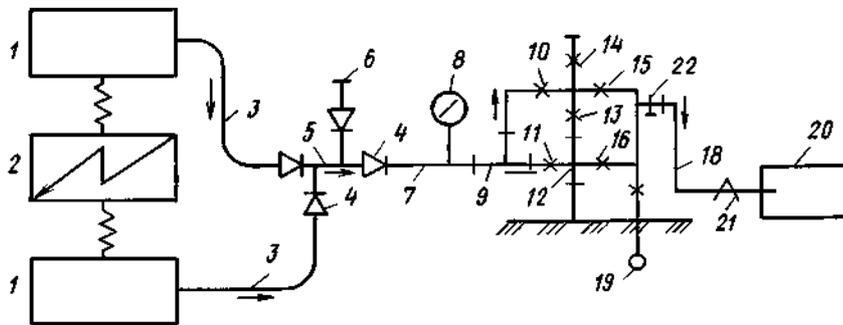


Рис. 1 - Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путем вытеснения жидкости из скважины газообразным азотом:

1 - азотная газификационная установка АГУ-8К; 2 - электростанция; 3 - газопровод (шланги высокого давления); 4 - обратный клапан; 5 - узел подключения азотных газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 - заглушка на резервном входе "гребенки"; 7 - нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 - манометр; 9 - тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; 10, 11, 13, 14 - 17 - задвижки фонтанной арматуры; 12 - крестовина; 18 - выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 19 - нефтесборный коллектор; 20 - накопительная емкость; 21 - якорь стопорный для закрепления выкидной линии 18; 22 - пробоотборный кран

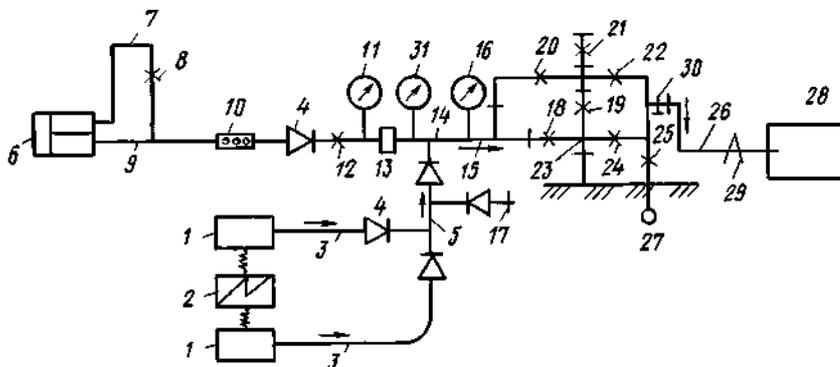


Рис. 2 - Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока с применением газированной жидкости (пены):

1 - азотная газификационная установка; 2 - электростанция; 3 - газопровод (шланги высокого давления); 4 - обратный клапан; 5 - узел подключения газификационных установок к скважине ("гребенка"); 6 - насосный агрегат; 7 - трубопровод для сброса жидкости в емкость насосного агрегата (опускается до дна мерной емкости); 8 - вентиль или блок вентиляей

для регулирования расхода пенообразующей жидкости (делитель расхода); 9 - тройник; 10 - фильтр; 11, 16, 31 - манометры; 12 - запорное устройство для отключения линии, подключенной к насосному агрегату; 13 - штуцер; 14 - смеситель жидкой и газообразных фаз (тройник, аэратор или эжектор); 15 - тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству скважины; 17 - заглушка на резервном входе-“гребенке”; 18 - 22, 24, 25 - задвижки фонтанной арматуры; 23 - крестовина; 26 - выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную емкость; 27 - нефтесборный коллектор; 28 - накопительная емкость; 29 - якорь стопорный для закрепления выкидной линии 26; 30 - пробочный кран.

Количество добавления ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть уточнено экспериментальным путем. Для этого в лабораторных условиях по методике ВНИИ следует определить зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах от 0,05 до 1,00 % (по объемной доле) по активному веществу, и принять такое минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены составляет не менее 95 % от максимально возможной.

Технология освоения скважин азотом

Технология включает работы по вызову притока из пласта и может применяться в следующих случаях:

- при освоении скважин, содержащих сероводород;
- при освоении скважин в зоне влияния подземного горения;
- при проведении работ в зимний период в условиях низких температур окружающего воздуха.

Совершенствование технологии освоения скважин азотом

Проектируя технологию освоения скважин азотом, исходят из необходимости осуществления процесса в сжатые сроки с использованием наименьшего количества газа.

В литературе по нефтепромысловому делу при рассмотрении процесса освоения скважин, заполненных жидкостью до устья, рекомендуется осуществлять нагнетание газа (воздуха) в затрубное пространство. Однако в зависимости от выбора метода нагнетания значительно изменяются требуемый объем газа и длительность освоения.

Ниже изложен способ сокращения времени процесса, экономии азота и уменьшения амплитуды колебаний давления на пласт при освоении скважины путем закачки газа в затрубное пространство. Сущность способа заключается в том, что в определенный момент после прорыва газа через башмак лифта к устью скважину закрывают. Именно за счет этого достигается экономия расхода энергии газа, накопившейся в затрубном пространстве, и уменьшение амплитуды колебаний давления на пласт. При выбросе желательнее, чтобы скважина работала в амбар или в отдельную емкость с минимальным противодействием в линии. Тогда обеспечиваются наибольшие перепад давления между устьем и башмаком лифта и большая скорость движения столба жидкости вверх. Отметим, что при турбулентном режиме движения достигается максимальная полнота выноса жидкости на поверхность.

Для применения предлагаемого способа необходимо определить момент закрытия скважины в конце выброса и длительность закрытия на приток из пласта. Закрытие скважины осуществляют при снижении содержания жидкости в выносимой смеси. Это можно отметить, например, по снижению давления перед штуцерной камерой в полости лифта.

При выборе канала для закачки аэрированных жидкостей исходят из тех же соображений, что и при закачке газа. Для сокращения длительности целесообразно вести закачку в лифт, а для углубления депрессии - в за-трубное пространство.

Для улучшения условий движения смеси и газа по лифту или по за-трубному пространству при аэрации желательнее добавлять вещества - пенообразователи и стабилизаторы - в соответствии с рекомендациями работ по созданию воздушно-жидкостных пен. При этом могут быть использованы все преимущества пен перед воздушно-жидкостными системами.

Применение аэрированных жидкостей и смесей, особенно пен, позволяет значительно снизить пульсацию давления на пласт при освоении по сравнению с продувкой скважин газом.

С целью снижения объема расходуемого азота для освоения скважин и уменьшения объема жидкости, необходимой для образования аэрированных систем, целесообразно комбинировать оба способа. При этом исходят из того, что требуемый объем газа для освоения скважины зависит от объемов за-трубного пространства и подъемных труб и значений пластового давления и давления у башмака лифта.

Например, используя для заполнения нижней части затрубного пространства аэрированную смесь, получают следующие результаты: во-первых, увеличивается удельный вес смеси, за счет чего уравнивается часть веса столба в лифте, и поэтому давление в затрубном пространстве снижается; во-вторых, уменьшается объем нижней части затрубного пространства, где имеется наивысшее давление.

Так, при заполнении аэрированной смесью (степень аэрации 1:100) нижней половины объема затрубного пространства скважины уменьшают объем азота, необходимый для заполнения полости затрубного пространства к моменту прорыва через башмак лифта, от 6000 до 3000 м³. Ввиду наличия больших резервов повышения производительности при небольших затратах мощности применение азотных газификационных установок для освоения скважин очень перспективно.

Технология обработки скважин кислотой, газированной азотом

Технология обработки пласта АКС предназначена для восстановления и улучшения коллекторских свойств сильно загрязненного или слабопроницаемого продуктивного пласта с целью облегчения условий по вызову притока нефти и газа и повышению нефтегазоотдачи.

Технология азотнокислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотнокислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях, отличающихся слабопроницаемыми породами и сравнительно низкими пластовыми давлениями.

При азотнокислотной обработке закачивание кислотного раствора в пласт целесообразно проводить двумя порциями. Для сокращения непроизводительного расходования плавиковой кислоты на растворение компонентов пласта, которые хорошо реагируют с соляной кислотой, и предотвращения образования нерастворимых фторидов в качестве первой порции кислотного раствора, составляющей 30-40 % общего объема раствора, применяется 10-15%-ная соляная кислота.

Необходимый объем кислотного раствора следует определять по результатам лабораторных исследований в условиях, близких к пластовым, и имеющегося промыслового опыта.

В качестве продавочной жидкости следует использовать воду, нефть или газированную азотом жидкость (пену).

Для карбонатных коллекторов следует использовать зависимость

$$V_{пр} = V_{нк\tau} + V'_{э.к} \quad (9)$$

Для проведения обработки АКС необходимо спустить в скважину колонну НКТ до забоя и промыть скважину. После промывки приподнять НКТ, установив башмак лифта на 2-

3 м выше верхнего перфорационного отверстия. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой.

Если ожидаемое максимальное давление нагнетания азотнокислот-ной смеси превышает допустимое для эксплуатационной колонны, то НКТ следует оборудовать пакером двустороннего действия с обратным клапаном, установив его выше интервала перфорации. Пакер должен обеспечивать закачивание азотнокислотной смеси в пласт и пропускание жидкости из межтрубного пространства в трубное при вызове притока флюида из пласта.

После подачи в скважину всего объема кислотного раствора продавить азотнокислотную смесь в пласт.

Технология газокислотной обработки и ее результаты

Рассмотрим типовую технологическую схему обработки пластов в призабойной зоне скважин с использованием газообразных агентов (азота).

Устье скважины обвязывается с эжектором, к нагнетательной полости которого подсоединяется насосный агрегат, нагнетающий кислотный раствор, а к всасывающей полости - азотные установки, подающие газообразный азот. Оборудование для превращения жидкого азота в газообразный обеспечивается электроэнергией от передвижной электростанции.

Использование в качестве газообразного агента природного газа высокого давления с применением устьевого эжектирующего устройства упрощает технологию газокислотной обработки пластов, так как в технологической схеме исключается нагнетательная линия от эжектора к устью скважины, а также азотные установки и передвижная электростанция. Устье скважины оборудуют устьевым эжектором и обвязывают с насосным агрегатом, нагнетающим в скважину кислотный раствор и продавочную жидкость.

В зависимости от степени истощения пластовой энергии и технического состояния эксплуатационной колонны на основе полученных экспериментальных данных о механизме газокислотного воздействия на низкопроницаемые пласты разработаны две технологические схемы газокислотного воздействия с глушением скважины и без него.

Выводы

Таким образом, видно, что после газокислотного воздействия уменьшаются коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Коэффициент продуктивности по скважине увеличивается более чем в 1,5 раза. Уменьшение коэффициента происходит в результате изменения структуры порового пространства обработанной части пласта.

Список литературы:

1. Гайворонский И.Н., Ахмадеев Р.Г., Мордвинов А.А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и подготовка скважин к эксплуатации. - Пермь, изд-во Пермского ун-та, 1985.
2. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982.
3. Гнатюк А.М., Егер Д.А., Качмар Ю.Д. Воздействие на призабойную зону низкопроницаемых коллекторов кислотными растворами в смеси с природным газом. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
4. Гошовский СВ., Абдулзаде А.М., К ливанец В. А. Совершенствование способов вскрытия нефтегазоносных пластов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
5. Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремийчук Р.С. Регулирование фильтрационных свойств пласта в околоскважинных зонах.: НТС. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - ВНИИОЭНГ. - Вып. 15. - М., 1988.
6. Инструкция по технологии освоения скважин с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К. РД 39-2-1219 - 84 / ВНИИКРнефть - ЦНИЛ "Укрнефть". - 1984.
7. Качмар Ю.Д., Касянчук В.Г., Лисовская Г.Ф. Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972.

8. Новая технология вторичного вскрытия продуктивных пластов/И.Б. Хейфец, А.В. Бачериков, Р.С. Яремийчук, А.Т. Левченко: Экспресс-информ. Сер. Строительство скважины. ВНИИОЭНГ. -М., 1989.

9. Шанович Л.П., Шакиров А.Ф., Портнов В.И. Опробование и испытание скважин в процессе бурения. - М.: Недра, 1985.