

Государственный ВУЗ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

КАФЕДРА
ТЕХНИКИ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

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



Днепропетровск 2013

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

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

Подписано к печати 18.04.2013. Формат 30x42/4.
Бумага офсет. Печать лазерная. Усл. печатный лист 1,0
Уч. изд. лист 1,0. Тираж 100 экз. Зак. № 215

НГУ
49000, г. Днепропетровск, пр. К.Маркса, 19.

УДК 622.248

БУРЕНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА И ПРИМЕНЯЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Студент группы РТ-08 Щербак В'ячеслав Миколайович
 Научный руководитель Пащенко А.А.

Основой проектирования БС с учетом принятой системы разработки месторождений и геолого-технических условий бурения является выбор их профилей. Существует несколько типов профилей, применяемых в СНГ и за рубежом. В качестве основных критериев выбора профилей принято считать:

- форму профиля БС;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств можно выделить три группы характерных профилей БС, область их применения и рациональную технологию их реализации (рис. 1):

- I - трехинтервальный профиль;
- II, III - двухинтервальный профиль;
- IV - четырехинтервальный профиль.

В практике бурения БС средние радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60-660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью БС задачи. В одних случаях, например при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

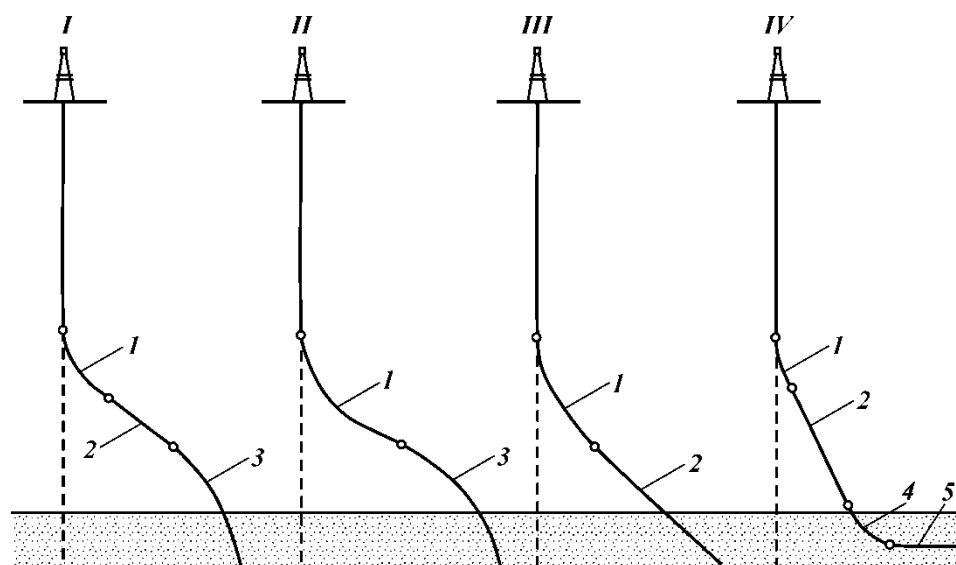


Рис. 1. Типы профилей:

I - трехинтервальный; II, III - двухинтервальный; IV - четырехинтервальный; участки: 1 - набора зенитного угла; 2 - стабилизации; 3 - падения зенитного угла; 4 - выхода на горизонталь; 5 - горизонтальный

В настоящее время разработано более пяти технологических способов бурения БС (рис. 2). При анализе способов бурения было выявлено несколько проблем, возникающих в процессе строительства БС.

На части скважин для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клин-отклонитель (рис. 2.2). Он должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объемов металла эксплуатационной колонны (рис. 2.2). Поэтому требуются надежные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение БС позволяет осуществить подъем верхней части колонны после вырезания небольшого кольцевого окна, что существенно уменьшит объем фрезерования (рис. 2.2).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста вместо клинового отклонителя приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола (см. рис. 2).

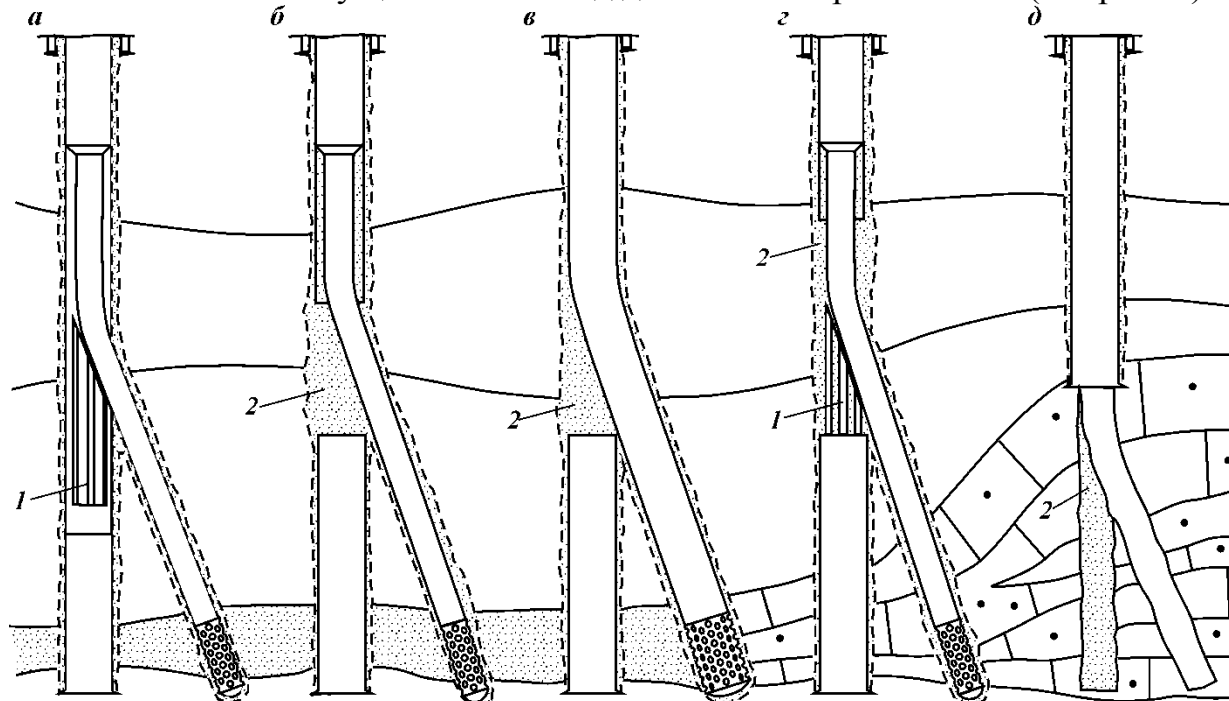


Рис. 2. Технологические способы забуривания боковых стволов:

а - вырезание окна в эксплуатационной колонне; б - вырезание части эксплуатационной колонны; в - извлечение верхней не зацементированной части

эксплуатационной колонны; г - комбинированный способ бурения бокового ствола; д - бурение бокового ствола с открытого забоя; 1 - клин-отклонитель; 2 - цементный мост

Основной проблемой бурения боковых стволов в настоящее время является вырезание окна в эксплуатационной колонне скважины и забуривание на начальном участке БС, обеспечивающее надежный выход инструмента из старого ствола.

Результаты бурения БС показали наличие до 20% резерва сокращения стоимости строительства БС за счет предотвращения осложнений при забурировании дополнительных стволов. Необходима надежная и дешевая технология забурирования дополнительных стволов, включающая операции вырезания окна и забуривания.

Известны два способа вскрытия окна, применяемые на практике:

- вырезание окна с помощью райбера по клиновому отклонителю;
- полное вырезание участка эксплуатационной колонны с последующей установкой цементного моста.

На базе опыта бурения боковых стволов установлены границы применения обоих способов. В наклонных скважинах с зенитным углом отклонения обсаженного ствола в месте забуривания более 20° применение существующих вырезающих устройств с круговым фрезерованием становится сложным вследствие нарушения центровки режущего органа под действием собственного веса и получения одностороннего щелевидного окна. Для решения этих вопросов необходимо разработать надежные центрирующие элементы и подобрать соответствующий режим работы вырезающего устройства по фрезерованию окна в эксплуатационных колоннах, имеющих зенитный угол в месте забуривания бокового ствола 20° и более. В условно-вертикальных скважинах применение клиновых отклонителей и райберов также связано со значительными осложнениями из-за наличия проблемы ориентации отклонителя. Требуется использовать дорогостоящее оборудование для навигации. Поэтому клиновые отклонители становятся предпочтительнее при зенитных углах основного ствола более 20°. В этих условиях для ориентации возможно применение серийно выпускаемых приборов.

Вырезание окна с помощью клина-отклонителя

Основной недостаток серийных отечественных отклонителей заключается в низкой надежности их фиксации в эксплуатационной колонне. В процессе бурения бокового ствола часто наблюдались случаи произвольного поворота клинового отклонителя вокруг своей оси и радиальные смещения его верхней кромки. Повороту отклонителя вокруг своей оси способствует низкая надежность фиксации сухарей якоря, которые под действием тех или иных сил могут срывать с поверхности колонны. Это приводит к необходимости перебуривания бокового ствола.

Забурирование через окно в обсадной колонне проводят в три этапа: установка клинового отклонителя, фрезерование окна и забурирование бокового ствола. При создании щелевидного окна применяют, как правило, стационарные отклонители. Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании окна получили стационарные клиновые отклонители. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчетной глубине путем установки на цементный мост, металлический забой или стык муфтового соединения обсадной колонны.

В отечественной практике наибольшее распространение получили отклоняющие клинья с фиксацией корпуса в колонне с помощью плашек, устанавливаемых на цементный забой. За рубежом чаще применяют плашечное закрепление с установкой отклоняющего клина в месте стыка труб, как более экономичный способ. В нашей стране применялись отклонители с плоской и желобчатой формой рабочей части клина. Эти конструкции из-за ненадежности крепления в колонне не могли обеспечить заданных параметров забурирования боковых стволов.

Вырезание окна с помощью раздвижных вырезающих устройств

Образование участка сплошного фрезерования в обсадной колонне позволяет упростить забурирование дополнительного ствола. Для этой цели применяют раздвижные фрезеры (труборезы), являющиеся разновидностью раздвижных буровых инструментов-расширителей. Эффективность применения раздвижных фрезеров и расширителей определяется качеством режущего органа, т.е. эффективностью резания, стойкостью к ударным нагрузкам, износостойкостью, проходкой и т.д. В то же время от конструктивных особенностей самого инструмента (надежность, простота использования, практичность) зависит эффективность проведения работ без осложнений, аварий при спускоподъемных операциях и в процессе последующего бурения.

В зависимости от способа и принципа действия трубореза, а также от механизма приведения его режущих органов в рабочее или транспортное положение их можно разделить на следующие группы: гидравлические, гидромеханические, механические и электромеханические.

Принцип действия труборезов гидравлического действия основан на передаче давления промывочной жидкости внутренним узлам, обеспечивающим раздвижение или сдвигание режущих органов. Гидромеханическим обычно называют инструмент, в котором один из его механизмов совершает гидравлическое действие, а другой - механическое (например, возврат режущих органов в транспортное положение).

Труборезы механического и электромеханического действия не получили широкого распространения из-за сложности и невысокой надежности механизма раскрытия, поэтому ограничимся рассмотрением труборезов гидравлического и гидромеханического действия, как наиболее применяемых в практике бурения и отличающихся малыми габаритами, надежностью и практичностью.

Подобные труборезы выполняются по двум схемам: с неподвижным шпинделем и подвижным корпусом; с подвижным шпинделем и неподвижным корпусом. Практически все используемые труборезы и расширители имеют трехлопастное исполнение (три режущих органа). При использовании первой схемы раскрытие режущих органов (лопастей) происходит при движении корпуса вверх относительно присоединенного к бурильной колонне шпинделя за счет давления промывочной жидкости в кольцевой камере, образуемой шпинделем и корпусом трубореза. Достоинство этой схемы заключается в возможности удержания лопастей в раскрытом положении при создании осевой нагрузки и упоре лопастей о забой даже при отключенной промывке. Компактность кулачкового механизма позволяет создавать конструкции с малым наружным диаметром корпуса.

При использовании второй схемы раскрытие режущих элементов происходит при движении шпинделя вниз относительно присоединенного к бурильной колонне корпуса за счет перепада давления промывочной жидкости. Достоинство данной схемы - возможность контроля фиксации момента окончания фрезерования колонны на поверхности по падению давления промывочной жидкости. Такими сигнализаторами оснащены труборезы ФС-135, разработанные АЗИНМАШем, универсальное вырезающее устройство УВУ, разработанное ВНИИБТ для вырезания колонны диаметром 168 мм. По этой же схеме выполнены расширители серии X фирмы «Диамант Борт Стратабит». Лопасты, имеющие форму прямоугольных пластин, поворачиваются на осях-шарнирах при поступательном движении подпружиненного остроконечного штока, соединенного с поршнем. Такое исполнение очень надежно с точки зрения предотвращения заклинивания инструмента в скважине.

Общим недостатком данных схем является невозможность создания достаточных усилий врезки лопастей в обсадную колонну при диаметре корпуса менее 140 мм из-за небольшого (по сравнению с длиной лопасти) плеча передачи усилия штока относительно шарнира. Вследствие этого труборезы, выполненные по второй схеме, применяются для вырезания обсадных колонн диаметром более 146 мм.

Для повышения эффективности работ по фрезерованию окна в колонне необходимо при использовании этой технологии применять секционные объемные двигатели.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО КАМЕНЮ

Бунікевич О.І.

Івано – Франківський національний технічний університет нафти і газу
Наукові керівники – професор, д. т. н. Коцкулич Я.С., аспірант Гриманюк В.І.

Кріплення нафтових та газових свердловин є завершальною стадією їх спорудження. Неякісне кріплення свердловини зазвичай є причиною нафтогазопроявів, грифоутворень та відкритих фонтанів які виникають після введення свердловини в експлуатацію.

Аналіз сучасних літературних джерел [1, 2] вказують на значний прогрес в сфері розробок спеціальних тампонажних розчинів для покращення якості кріплення свердловини, однак існує ряд навантажень на цементний камінь, які при проектуванні свердловини не враховуються. Мова йде про динамічні навантаження, які призводять до руйнування цементного кільця та зношування обсадної колони, до них відносять навантаження при яких зміна величини, місця та напрямку прикладання сили відбувається так швидко, що при розрахунку необхідно враховувати значні сили інерції. Наприклад, при бурінні роторним способом за рахунок наявності крутного моменту та сил тертя об обмежуючу поверхню в колоні бурильних труб можливе скручування, внаслідок чого виникає динамічний контакт з зовнішніми стінками обсадних труб, від яких цементному каменю передаються ударні імпульси. Таким чином цементний розчин без вмісту спеціальних домішок, які покращують фізико-механічні властивості цементного каменю, не здатний забезпечити стійкість від ударних імпульсів.

В якості домішки в даному дослідженні використовуємо поліпропіленову фібру [3], а також для порівняння проявлених армуючих властивостей – хризотил азбест. Найкоротше поліпропіленове волокно, яке виготовляється промисловістю України, складає 4 мм. Саме цей тип волокна було обрано для подальших досліджень. Керуючись реологічними характеристиками цементного розчину (таблиця 1), а саме його розтічністю, було прийнято рішення обмежити кількість волокна до 1% , оскільки розтічність менше 18см не дозволяє технологічно забезпечити гідравлічну подачу тампонажного розчину в свердловину. На рисунках 1 зображено форму та характер розміщення ППФ в цементному камені.

Таблиця 1 – Властивості цементного розчину з додаванням поліпропіленової фібри

Тип добавки	Вміст добавки, %	Густина порошку, кг/м ³	Густина розчину, кг/м ³	Розтічність, см	Фільтрація, см ³ /30 хв
Без добавок	0	3100...3200	1860	22	188
ППФ	0,25	910	1860	20,7	170
	0,5		1850	19,8	150
	0,75		1850	19,5	136
	1		1845	18	127



Рисунок 1 – Характер розташування ППФ в тріщині цементного каменю (x20)

Дослідження властивостей цементного розчину і каменю проводились у відповідності до ДСТУ БВ.2.7.-86-99. Результати досліджень представлені на рисунку 2. Окрім того, на графіку представлені результати аналогічних дослі-

джен з використанням в якості дисперсноармуючої домішки найбільш поширеного мінерального армуючого матеріалу — хризотил-азбесту 6-го сорту.

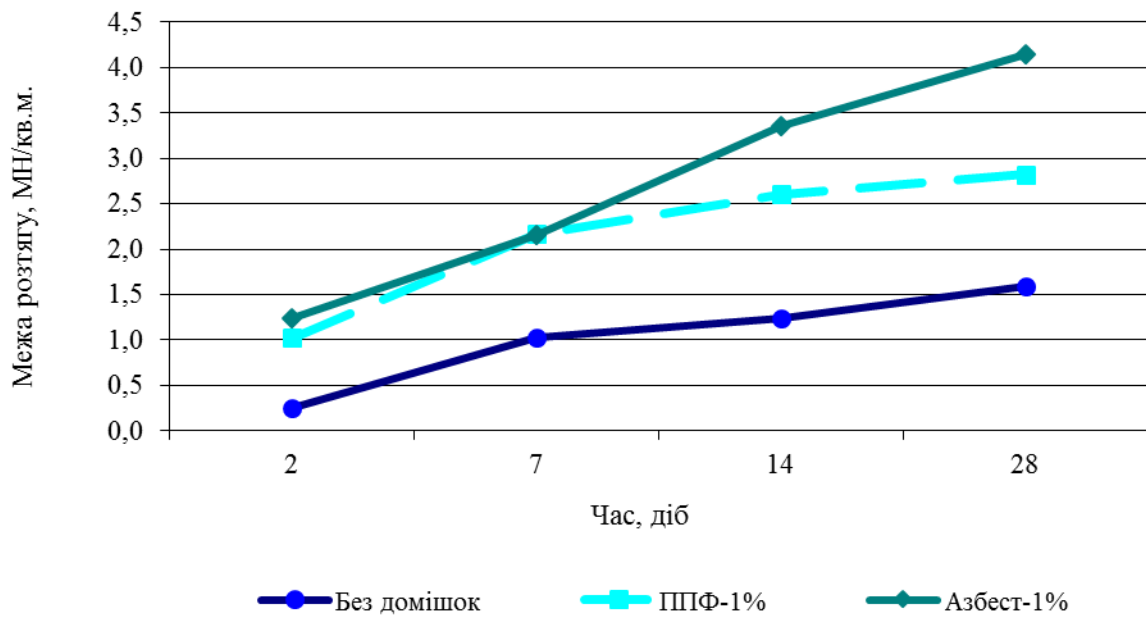


Рисунок 2 – Графічна залежність міцності на розтяг для 1%-ної концентрації ППФ та азбесту від часу твердіння

Як згадувалось раніше, окрім статичного навантаження, на кріплення свердловини діє ще й динамічне навантаження. Враховуючи цей факт, було проведено ряд досліджень пов'язаних з дослідженням впливу динамічних навантажень на цілісність цементного каменю з додаванням ППФ та азбесту.

З цією метою вирішено скористатись методикою визначення коефіцієнта міцності методом товчення, яку запропоновано М.М. Протодьяконовим. Ця методика є достатньо проста та має досить високий рівень представлення результатів. Суть її полягає у визначенні роботи A затраченої на руйнування цементного зразка масою m і густиною зразка ρ , під дією вільно падаючого вантажу, масою G n раз з висоти h . Робота витрачена на подрібнення одного і того ж зразка визначається за наступною формулою:

$$A = \frac{G \cdot h \cdot n \cdot \rho}{m},$$

де G — маса падаючого вантажу, кг; h — висота падіння вантажу, м; ρ — густина зразка цементного каменю, кг/м³; n — кількість ударів вантажу по зразку; m — маса досліджуваного зразка, кг.

Експериментальним шляхом визначено, що вантаж масою 2,8 кг який падає з висоти 0,7 м створює удар, який призводить до критичного руйнування цементного каменю об'ємом $5 \cdot 10^{-5}$ м³ з включеннями досліджуваних домішок. Водосумішеве відношення в усіх цементних розчинах було прийнято однаковим — 0,5. В кожному експерименті проводилось чотири досліди на зразках з однаковим компонентним складом.

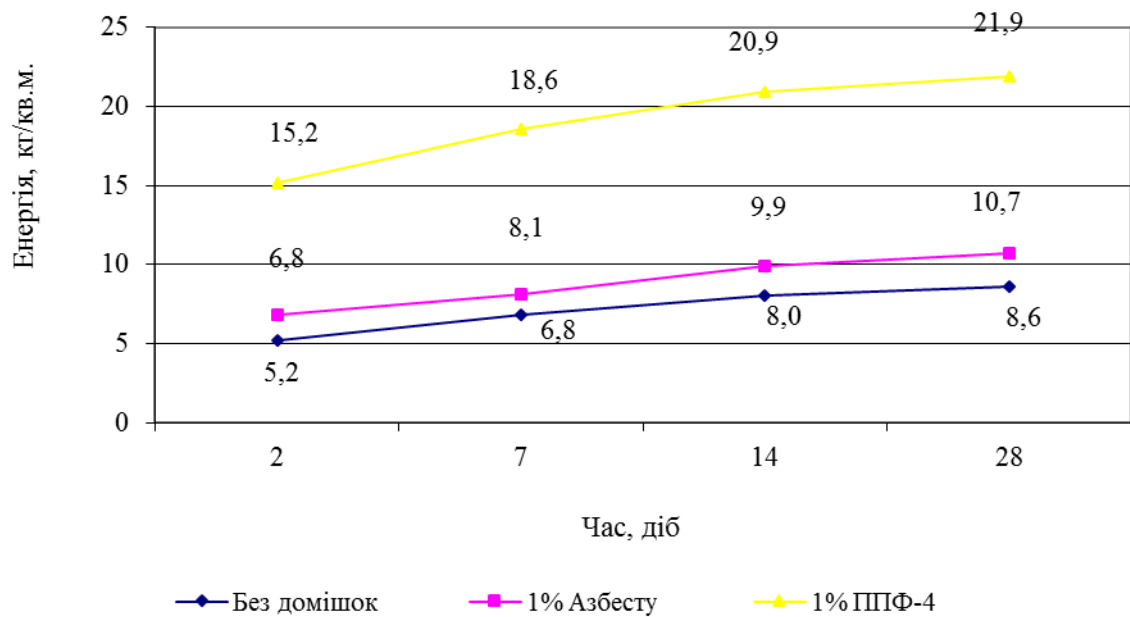


Рисунок 3 – Графічна залежність енергії затраченої на руйнування цементу від типу домішки та часу тужавіння цементного розчину

Отже, дисперсно-армовані тампонажні матеріали, з покращеними деформативними властивостями, рекомендується застосовувати для підвищення якості цементування ОК в зоні перфорації, при ремонтних роботах, а також при установці цементних мостів [3].

Бібліографічний список

1. Буслаев В.Ф. Применение композиционных материалов для крепления и эксплуатации скважин.- Ухта: УГТУ, 2005. – 136 с.
2. Колесник В.И. Совершенствование методов повышения герметичности колонного пространства скважин подземных хранилищ [Текст] : автореф. дис. канд. техн. наук : спец. 05.15.06 «Бурение скважин» / В.И. Колесник - Ивано-Франковский национальный технический ун-т нефти и газа. — Ивано-Франковск, 1990. — 18 с.
3. Коцкулич Я.С. До питання вибору критерію оцінювання деформаційної здатності тампонажного каменю / Я.С. Коцкулич, І.В. Рибіцький, В.І. Гриманюк, О.І. Бунікевич // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов / ИСМ им. В.М. Бакуля НАН Украины. – Вып. 15. – Киев, 2012. – С. 192–198.

УДК 622.248

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ СКВАЖИН

Студент групи РТ-08 Педченко Павло Юрійович
Научный руководитель Пащенко А.А.

Техническое обслуживание является профилактическим мероприятием, проводимым в плановом порядке через определенный период работы объектов водоснабжения

Техническое обслуживание включает контрольно-диспетчерские, крепежные, смазочные, регулировочные, электротехнические и другие работы, выполняемые, как правило, без демонтажа узлов сооружения.

Организация работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту начинается с разбивки территории на районы, однотипные по срокам проведения работ и приемлемым методам и средствам очистки скважин. Сроки и средства обусловлены в основном химическим составом эксплуатируемых подземных вод и выделяемых ими осадков (кольматанта).

Первоначально определяют районы, однотипные по химическому составу подземных вод, показателю Ричнера и литологическому составу водовмещающих пород. Районирование выполняют по архивным данным. Оно позволяет уже на стадии проектирования классифицировать намеченные к использованию подземные воды и обусловить необходимые меры борьбы с кольматанжем.

Далее выделяют районы с преобладающим составом осадков на фильтровых зонах скважин. При этом учитывают соответствие состава кольматанта фильтра составу осадков на водоподъемном оборудовании и надфильтровых трубах. В пределах этих районов выделяют участки с преобладанием в кольматанте "иных" соединений, не характерных для всего района [например, участок с преобладанием в кольматанте сульфидов железа в районе железистых кольматирующих соединений состава $Fe(OH)_3$].

Следующий этап - выделение районов по способам регенерации. При этом учитывают конструкцию фильтра, время эксплуатации скважин и их техническое состояние. Так, если по составу кольматанта наиболее эффективной является солянокислотная обработка, но фильтры скважин сетчатые с латунной и медной сеткой, неустойчивой в кислой среде, то предусматривают обработку растворами дитионита натрия со стабилизирующими добавками фосфатов (при железистом кольматанже).

При борьбе с карбонатным кольматантом импульсным методом для фильтров с трубчатыми каркасами рационально применение взрыва детонирующего шнура и электрогидроудара; при наличии проволочной обмотки обработку следует вести пневмовзрывом.

Конструкция фильтра является одним из основных факторов, определяющих периодичность проведения восстановительных работ: межремонтный срок для скважин, оборудованных сетчатыми фильтрами, меньше, чем для

скважин с трубчатыми и стержневыми фильтрами с проволочной обмоткой, а для последних меньше, чем для скважин с трубчатыми перфорированными фильтрами. Время стабильной работы, определяющее межремонтный период, составляет для скважин с каркасно-стержневыми фильтрами 12-38 мес, а для сетчатых фильтров 6,2 мес [2]. Эти данные характеризуют работу скважин в непрерывном режиме и при эксплуатации их в течение части суток; они должны быть скорректированы пропорционально отработанному времени.

Экономический эффект от регенерации скважин определяется зависимостью

$$\mathcal{E} = k_y \left(\frac{Z_1 - Z_2}{Q_1} - \frac{Z_2}{\Delta Q} \right) \Delta Q,$$

где Z_1 - эксплуатационные затраты, руб.; Z_2 - затраты на регенерацию, руб.; Q_1 - суммарный отбор до обработки, м³/ч; ΔQ - приращение отбора за счет обработки, м³/ч; k_y - коэффициент (табл. 25), учитывающий устойчивость дополнительного отбора воды за счет обработки (отношение межремонтного периода скважин к расчетному).

Для осуществления работ по техническому обслуживанию и ремонту необходима специализация на уровне трестов и объединений. В ряде областей такие работы в сельской местности осуществляет специализированный трест подчиненными ему областными передвижными механизированными колоннами, а также прорабскими и мастерскими участками, бригадами и звеньями.

Основным первичным звеном является бригада, входящая в состав участка. Она обслуживает один административный район (100-120 скважин) Количество, структурный и квалификационный составы бригад зависят от вида выполняемых работ, гидрогеологических условий района и режима работы. Бригады делятся на звенья, выполняющие постоянные операции. Свою деятельность бригада осуществляет на основании ежемесячного наряда-задания, выдаваемого мастером и составляемого в соответствии с производственными планами и графиками.

Таблица 1

Осредненные значения коэффициента k_y

Место обработки	Время устойчивой работы скважины после обработки, мес	Рациональный межремонтный период скважины, мес	Значения k_y
Пневмовзрывной	1	5	0,42
Электрогидроударный	2	7	0,58
Взрыв ТДШ	2,7	8	0,67
Реагентный	6-13	20-33	1,66-2,75

Оплата ремонтных работ [1]. Общее планирование ведется по разрабатываемой подрядной организацией совместно с заказчиком годовой программе работ на основании утвержденных пятилетних планов, оформляемой протоко-

лом согласования объемов по видам работ и источникам финансирования. Протокол утверждает вышестоящая организация. Подрядной организации передаются контрольные цифры плана работ, определяющие ее объем, мощность, цели и задачи. В годовых планах на текущий ремонт предусматривается резервирование до 25 % ассигнований для непредвиденных (аварийных) работ.

Утвержденная годовая программа является основой договоров, заключаемых с хозяйствами на проведение работ. Договором определяется объем и вид работ, стоимость, количество объектов, сроки технического обслуживания и ремонта отдельно по каждому объекту, взаимоотношения сторон. Приложением к договору служат графики работ, согласованные с руководством хозяйств. Если в течение года возникает необходимость в выполнении дополнительного объема работ, то на этот объем с разрешения руководства заказчика составляется дополнительное согласование. После утверждения планового задания и заключения договоров основные показатели (объем работ в физическом и денежном выражении, численность, фонд заработной платы, выработка, графики работ, поставка материально-технических ресурсов и др.) доводятся до прорабских и мастерских участков.

При приемке скважины на техническое обслуживание и текущий ремонт договором предусматривается выплата подрядчиком заказчику штрафа за некачественно выполненные работы, нарушение графика технического обслуживания и ремонта, если это привело к простоя объекта водоснабжения. При этом капитальный ремонт производится по специально заключенным договорам за отдельную плату.

При непредвиденных ремонтных работах по устранению неисправностей (отказов), не прогнозируемых при техническом обслуживании, заказчик с подрядчиком проводят обследование и составляют акт по установленной форме. Если отказ произошел из-за неправильной эксплуатации объекта, подрядчик устраняет неисправность за счет заказчика; если неисправность вызвана невыполнением договорных обязательств подрядчиком или дефектами при изготовлении и капитальном ремонте водоподъемного, электрического или водозаборного оборудования, отказ устраняет подрядчик за свой счет. Завод-изготовитель или ремонтный завод возмещает подрядчику убытки, связанные с выходом из строя водоподъемного, Электроарматурного, электротехнического или водозаборного оборудования, не отработавшего срок, при условии соблюдения правил хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации. Если отказ произошел в результате дефектов и недоделок, допущенных строительной организацией при сооружении объекта водоснабжения, и обнаружен в гарантийный срок, то его устраняет строительная организация за свой счет.

В связи с отсутствием единых общесоюзных норм и расценок на работы по техническому обслуживанию и ремонту водозаборных скважин, расчеты между заказчиком и подрядчиком за выполнение этих работ ведутся по местным территориальным либо ведомственным калькуляциям. Эти калькуляции составляются на основании действующих ценников 1, 7, И н норм расценок на работы по бурению водозаборных скважин (ЕРЕР 27).

В расчете учитываются работы по техническому обслуживанию и ремонту. Техническое обслуживание включает: контрольные замеры статического и динамического уровней, дебита и содержания песка в воде; проверку, регулировку и настройку автоматической системы управления; замер электрических параметров; возможную в полевых условиях замену неисправных деталей и узлов системы автоматического управления. В состав ремонта входят - замер глубины скважины; очистка ствола от песчаной пробки; ловильные работы, герметизация устья скважины; замена пришедших в негодность насосов и наращивание колонны водоподъемных труб.

Работы по ремонту водозаборных скважин, монтажу или демонтажу водоподъемного оборудования осуществляются в соответствии с Едиными правилами безопасности геологоразведочных работ [1]. Монтаж и демонтаж водоподъемного оборудования производятся грузоподъемными механизмами с соблюдением Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, ПТЭ и ПТБ.

На производство работ по монтажу и демонтажу оборудования скважин необходимо получить наряд-допуск по установленной форме. Работами руководит мастер, сдавший экзамен по правилам Госгортехнадзора на право перемещения грузоподъемных механизмов, ручных или приводных лебедок и талей. В состав бригады входит аттестованный стропальщик.

Грузоподъемность кранов, лебедок, тросов и грузозахватных приспособлений должна соответствовать массе груза. Эти механизмы испытываются в установленном порядке и маркируются. При этом проверяется цельность стального гибкого троса и стропов.

Тренога, копер и вышка испытываются на прочность грузом, превышающим установленный в 1,5 раза.

Запрещается использовать грузоподъемные механизмы с неисправными тормозами и храповым устройством, со стальными тросами, имеющими обрыв хоть одной пряди или разрывы более 10 %, с узлами, переломами и другими дефектами. Стропы должны быть сплетены, а места сплетения затянуты в коуш. Блок должен соответствовать диаметру троса. Грузоподъемный крюк должен иметь приспособление, исключающее самопроизвольное освобождение из него груза.

При наличии подземного павильона работы производятся с поверхности земли через монтажный люк. Персонал монтажной бригады расставляется в порядке, обеспечивающем безопасность при подъеме и опускании груза. Категорически запрещается находиться под грузом.

К монтажу и демонтажу скважинного оборудования разрешается приступать только после его обесточивания. Электрооборудование заземляется. Электрокабель погружного скважинного насоса перед монтажом необходимо вытягивать на всю длину, не допуская его скручивания.

Лебедка, применяемая при монтажно-демонтажных работах, должна иметь исправные тормоза. Ее надежно закрепляют к фундаменту, раме и якорям. Блок и таль должны иметь добавочное страховое крепление тросом. Выш-

ки, копры и другие приспособления должны иметь такое крепление на случай обрыва подвески

При накручивании троса на барабан приводной лебедки категорически запрещается направлять его рукой, применять для торможения доски, закладывать в зубчатые передачи посторонние предметы.

Ремонтные работы персонал выполняет одетым в спецодежду без свисающих концов, в брезентовых рукавицах и касках. Место работы должно быть хорошо освещено. При работах в камерах для освещения используют аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В.

В заглубленные камеры спускаются в соответствии с правилами безопасности при работах в колодцах: перед спуском проверяют загазованность камеры и обеспечивают ее вентиляцию. Работать необходимо в предохранительных поясах и при горячей бензиновой лампе ЛБВК. При работах, связанных со спуском в камеры, бригада должна состоять не менее чем из четырех человек.

Территорию насосной станции следует содержать в чистоте. Проходы и проезды не должны быть загромождены, а зимой их необходимо очищать от снега и наледи, посыпать песком или золой.

Список литературы:

1. Алексеев В. С., Гаврилко В. М., Гребенников В. Т. Рекомендации по восстановлению производительности скважины реagentными методами. - М.: ВНИИ-ВОДГЕО, 1975.- 96 с.
2. Алексеев В. С., Гребенников В. Т. Экономическое обоснование ремонтных работ на водозаборных и дренажных скважинах.- Экспресс-информ. ЦБНТИ Минводхоза ССР, 1975, сер. 3, вып. 6, с. 8-13
3. Алексеев В. С., Гребенников В. Т., Астрова И. В. Гидрогеологическое обоснование методов восстановления производительности скважины на воду.- В кн : Гидрогеология: Инженерная геология М.: ВИНТИ, 1976, с. 92.
4. Анатольевский П. А., Малоян А. В, Шпееров О М. Эксплуатация и ремонт водяных скважин.- М.: Гостоптсхнздат, 1976.- 164 с.
5. Беляков В. М., Папков В. А., Краснощекоев Г. М. Учебная книга мастера по бурению скважин на воду.- М.: Колос, 1976.- 318 с.
6. Гаврилко В. М, Алексеев В. С. Фильтры буровых скважин - М.: Недра, 1976,- 346 с.

УДК 622.248

РОЗРОБКА ГІДРАВЛІЧНОГО ВІБРАТОРА З ПІДВИЩЕНОЮ ЕНЕРГІЄЮ УДАРА

Кадук О.О., група БСм-12

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет» (ДонНТУ)

Науковий керівник – к.т.н. доцент Каракозов А.А.

В ДонНТУ проводяться розробки гідравлічних вібраторів для буріння геологорозвідувальних свердловин на шельфі в породах піщано-глинистого ком-

плексу та ліквідації прихватів у свердловинах. За участю автора була запропонована нова конструктивна схема гідровібратора, на яку отримано позитивне рішення на патент на корисну модель. Метою вдосконалення гідравлічного вібратора є підвищення енергії удару вниз за рахунок зменшення вільного ходу бойка при його переміщенні до нижнього ковадла.

До складу гідравлічного вібратора (рис.1) входить перехідник 1 з осьовим і радіальними каналами 2 і 3, з'єднаний з клапанною коробкою 4 з вихлопними отворами 5. Клапанна коробка 4 корпусом-циліндром 6 жорстко зв'язана з верхнім ковадлом 7. В корпусі-циліндрі 6 встановлений поршень 8 з радіальними отворами 9, який штоком 10 жорстко з'єднаний з бойком 11, який має хвостовик 12, встановлений в отворі нижнього ковадла 13. Верхнє і нижнє ковадла 7 і 13 з'єднані корпусом 14. В клапанній коробці 4 встановлений впускний клапан 15, виконаний з можливістю переміщення відносно пустотілої тяги 16, яка має у верхній частині уступ 17 над впускним клапаном 15 і з'єднана з поршнем 8 пальцем 18, який забезпечує можливість її обмеженого переміщення. Вихлопний золотник 19 з радіальними отворами 20 встановлений над поршнем 8, а між ними для забезпечення рухомості відносно пустотілої тяги 16 розміщена пружина 21. При цьому зазор між уступом 17 і перехідником 1 менший за зазор між вихлопним золотником 19 і клапанною коробкою 4. В нижньому ковадлі виконані радіальні канали 22.

Гідравлічний вібратор працює таким чином (на прикладі ліквідації аварії). Він спускається в свердловину після виникнення прихвату і з'єднується нижнім ковадлом 13 з прихваченим інструментом (не показаний).

Коли в гідравлічний вібратор подається промивальна рідина, то вона надходить в клапанну коробку 4 через канали 3 у верхньому перехіднику 1 та під поршень 8 через центральний канал 2 у верхньому перехіднику 1, порожнину тяги 16 і радіальні отвори 9. За рахунок тиску рідини поршень 8 починає рухатися вгору разом з бойком 11, з'єднаним з ним штоком 10, а тяга 16 піднімається на величину a до упору уступа 17 в перехідник 1, при цьому впускний клапан 15 утримується в сідлі клапанної коробки 4.

При ході поршня 8 вгору стискається пружина 21, а рідина з порожнини корпусу-циліндру 6 над поршнем 8 витискається в свердловину через радіальні отвори 20 та вихлопні отвори 5. Коли поршень 8 пройде відстань S , то він нанесе удар по вихлопному золотнику 19. Останній піднімається вгору до упору в клапанну коробку 4 на відстань S_k за рахунок енергії удару та сили стиснутої пружини 21. Вихлопний золотник 19 перекидає вихлопні радіальні канали 5 в клапанній коробці 4 та відкриває впускний клапан 15. За цей час боек 11 пройде вільний хід, який дорівнює $S_b - S$ (він повинен бути меншим за S_k для запобігання повторного удару по закритому вихлопному золотнику), і наносить удар по верхньому ковадлу 7, енергія якого через корпус 14 і нижнє ковадло 13 передається на прихвачений інструмент.

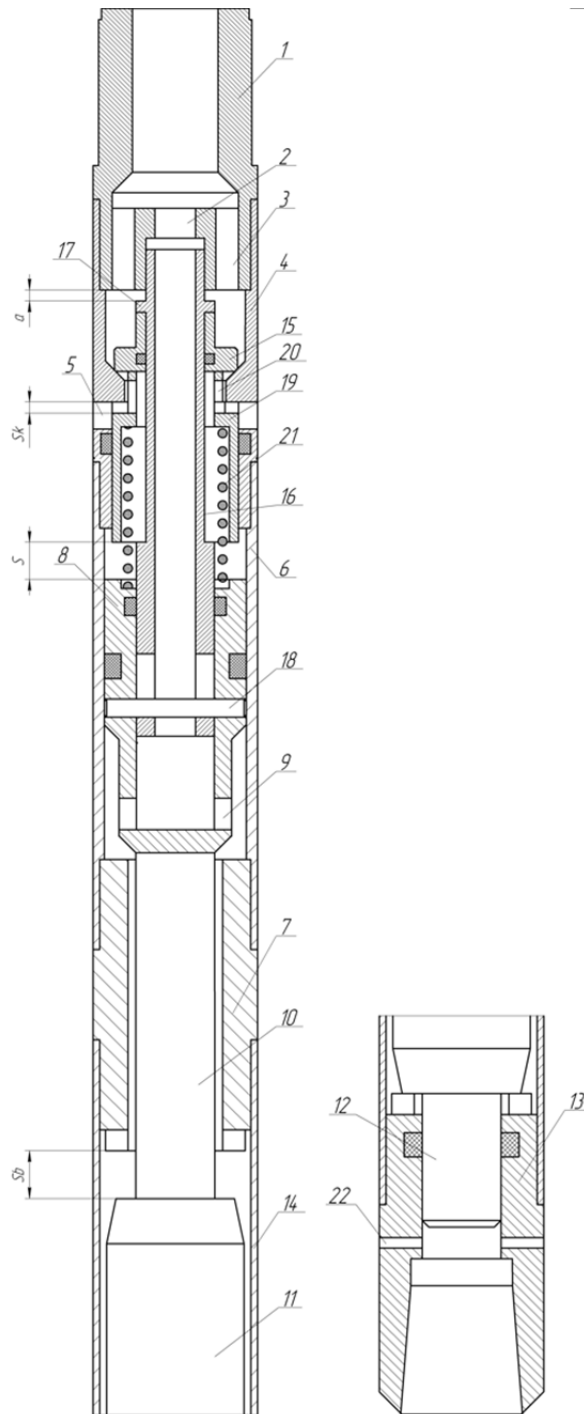


Рисунок 1 – Гідравлічний вібратор

Оскільки впускний клапан 15 відкритий, то рідина надходить в порожнину корпуса-циліндра 6 над поршнем 8, і за рахунок того, що робоча площа поршня 8 зверху більша ніж знизу на величину площі хвостовика 12, то виникає сила, яка змушує рухатися поршень 8 вниз. При цьому впускний клапан 15 і вихлопний золотник 19 утримуються в верхньому положенні за рахунок тиску рідини. При підході до нижнього ковадла 13 поршень 8 пальцем 18 б'є по пустотілій тязі 16 і переміщує її вниз. Тяга 16 за рахунок контакту уступа 17 з впускним клапаном 15 повертає його та вихлопний золотник 19 в початкове становище, перекриваючи рідині доступ в надпоршневу порожнину корпуса-циліндра

6. За цей час бойок 11 пройде вільний хід, який дорівнює величині a (переміщення тяги 16 при ході бойка вгору), і наносить удар по нижньому ковадлу 13, енергія якого передається на прихвачений інструмент. Таким чином для того, щоб вільні ходи бойка, а відповідно, і енергія ударів вгору і вниз були рівними, достатньо виконати співвідношення $Sb-S=a$. При цьому величина a повинна бути меншою за Sk для запобігання зупинки бойка до удару по нижньому ковадлу.

Далі цикл роботи повторюється.

Прихват ліквідується за рахунок періодичних ударів вгору і вниз, які генерує гідравлічний вібратор. В процесі роботи радіальні отвори 22 в нижньому ковадлі 13 забезпечують циркуляцію рідини під хвостовиком 12, що необхідно для працездатності механізму в разі герметичного прихвату, коли рідина з вибою не зможе потрапити під хвостовик 12 через центральний канал в нижньому ковадлі.

УДК 622.248

Изоляция заколонных перетоков пластовых вод в условиях аномально высоких давлений и высоких температур

Усенко Володимир Володимирович., студент групи РТ-08

Научный руководитель – доцент Пащенко А.А.

Большинство месторождений Украины находится на завершающей стадии разработки. Перспективы стабилизации и увеличения добычи нефти связаны с доразведкой эксплуатируемых объектов, интенсификацией притока в скважинах, подключением в разработку невыработанных пластов. Наряду с этим в крае продолжается ввод в разработку новых месторождений.

Особенность геологического строения большинства таких месторождений – аномально высокие давления продуктивного и расположенного ниже водоносного пластов. Продуктивный пласт находится на глубине 3000 м, имеет среднее пластовое давление 41,0-46,0 МПа. Он отделен от нижележащего водоносного пласта глинистой перемычкой. Пластовое давление водоносного горизонта – порядка 58,0 МПа. Пласты, обладающие емкостно-фильтрационными свойствами, имеют алевро-песчаный состав. Средняя проницаемость продуктивного пласта – 95,33 мД, коэффициент пористости – 25,6 %, пластовая температура – 124 °С.

При выводе скважин в разработку из бурения столкнулись с проблемой обводнения продукции. В ряде случаев вода по заколонному перетоку поступала из нижележащего водоносного пласта.

Геолого-физические условия таких скважин примерно следующие: глубина залегания продуктивного пласта – 3000 м, эффективная мощность – 4,3 м, пластовая температура – 124 °С, пластовое давление – 460 атм.; глубина залегания водоносного пласта – 3020 м, пластовое давление – 567 атм. Между пластами расположен низкопроницаемый глинистый пропласток мощностью 20 м.

Первым стволом скважины был пробурен нижележащий водоносный пласт. После добычи порядка 40 тыс. т нефти, скважина обводнилась. При бурении второго ствола скважины, ошиблись в расчетах и также захватили бурением кровлю водоносного горизонта. При проведении ремонтных работ произошел обрыв нижних труб НКТ, и ствол, как и первый, решили ликвидировать. Расстояние от третьего ствола на глубине продуктивного пласта до второго 4-5 м и 180 м – до первого, глубина забоя – 3009 м.

При освоении была получена нефть, но через две недели, скважина резко обводнилась. Проведенные гидродинамические исследования показали, что приток воды происходит через интервал перфорации. Пластовое давление, измеренное в остановленной скважине на глубине 2958 м, составило 564,8 атм. Резкий прорыв воды предположительно произошел через рядом пробуренный (4–5 м) второй ствол из нижележащего (20 м) водоносного пласта. Приняли решение о проведении РИР водоизоляционным составом на основе материала АКОР БН 102. Закачку состава проводили через существующий интервал перфорации. Схема работы скважины до и после обработки представлена на рис. 1.

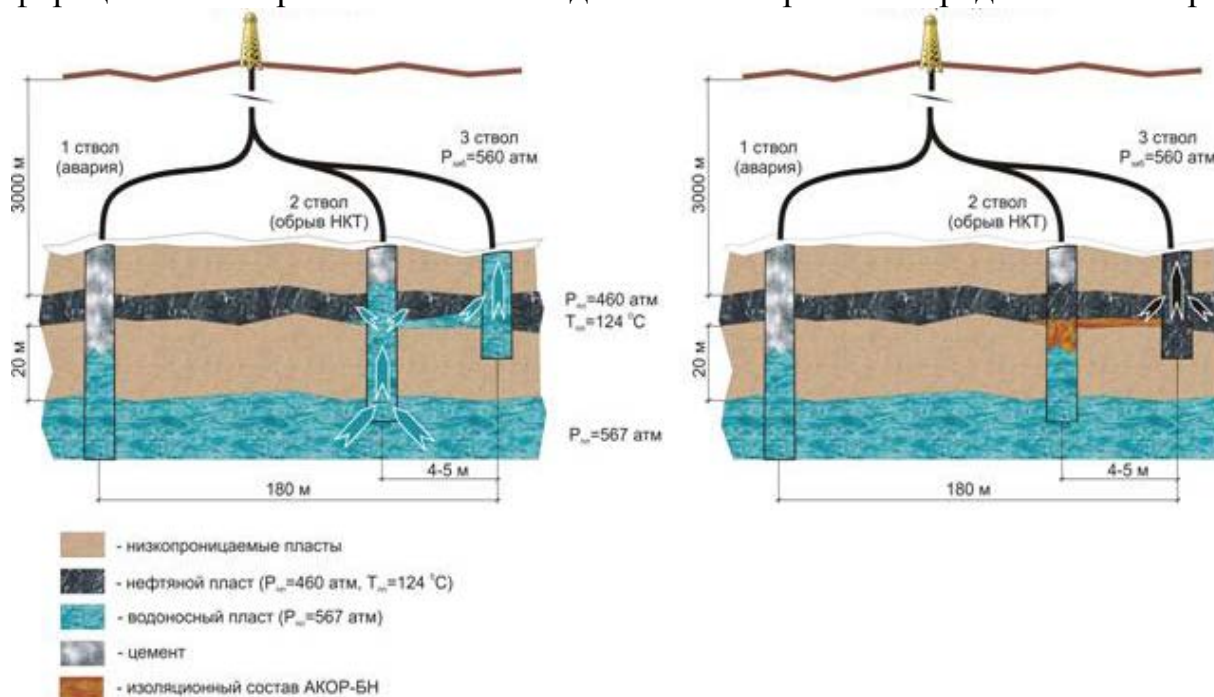


Рисунок 1 – Работа скважины до и после проведения РИР

Показатели работы скважины после обработки представлены в табл. 1 и на рис. 2.

Таблица 1 – Показатели работы скважины после проведения РИР

Месяц	Дебит, т/с			% воды	Добыча газа, м ³ /сут,	Газовый фактор, м ³ /т
	нефть	воды	жидк.			
январь	7,0	31,0	38,0	80,8	6323	960
февраль	18,0	7,3	25,3	29,0	10209	571
март	22,0	2,1	24,1	8,8	12493	571
апрель	23,0	1,7	24,7	6,7	13933	805

май	12,0	1,5	13,5	11,2	12935	1058
июнь	47,0	4,3	51,3	8,3	34243	722
июль	57,0	1,4	58,4	2,4	54806	967
август	56,0	2,5	58,5	4,3	56774	1019
сентябрь	53,0	2,0	55,0	3,4	62067	1238,8
октябрь	52,0	2,0	54,0	3,5	61419	1171
ноябрь	66,0	2,0	68,0	2,7	74540	1135
декабрь	64,0	0,9	64,9	0,8	79097	1229
		2005 год				
январь	64,0	1,61	65,61	1,8	81161	1259
февраль	71,0	2,11	73,11	2,8	81335	1145
март	64,0	1,77	65,77	2,4	75258	1172
апрель	57,0	2,27	59,27	3,7	75333	1320
Всего	22217 т				23993×10³ м³	

Эффект продолжается.

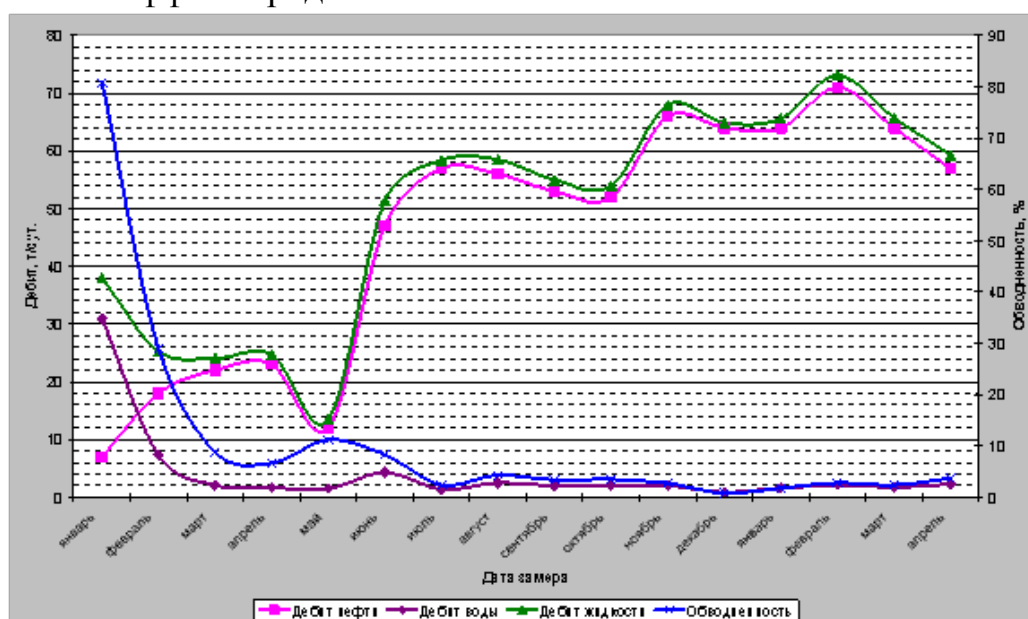


Рисунок 2 – Показатели работы скважины после проведения РИР составом АКОР БН

Резкое увеличение дебита нефти в июне произошло вследствие смены штуцера с 2,5" на 4,8", как видно, при такой депрессии дебит воды не увеличился.

Аналогичные геологические условия отмечены и на другой скважине. При испытании через штуцер в 6" была получена вода с дебитом 345,6 м³/сут. По забойному давлению: предположительно заколонный переток из нижележащего пласта. РИР в августе 2004 г. проводили материалом АКОР БН с до-

креплением цементом по следующей технологической схеме. Схема проведения РИР представлена на рис. 3.

Было принято решение об установке цементного моста в зоне перфорации продуктивного пласта, его разбурировании, простреле специальных отверстий напротив водоносных интервалов. Закачка водоизолирующей композиции АКОР БН 102 для создания водонепроницаемого экрана проводилась через специальные отверстия с последующим докреплением цементным раствором.

После перестрела старого интервала перфорации и освоения параметры работы скважины показали, что переток воды снизу ликвидирован. Результаты работы скважины после РИР представлены в табл. 2 и на рис. 4.

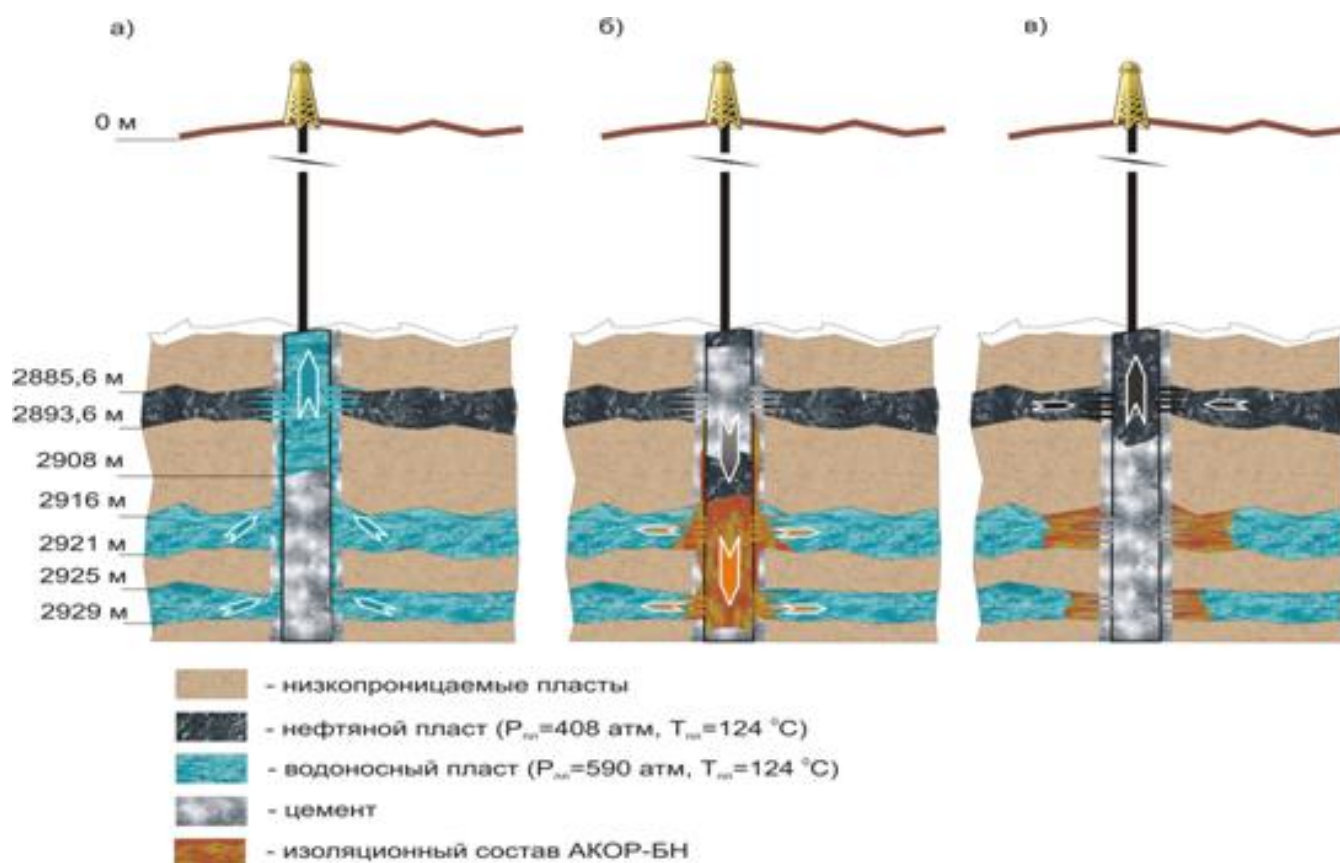


Таблица 2 – Показатели работы скважины после проведения РИР

Месяц	Дебит, т/с			% воды	добыча газа, м ³ /сут,	газовый фак- тор, м ³ /т
	нефть	воды	жидк.			
август	41,0	0,8	41,8	2,0	34590	844
сентябрь	73,0	0,0	73,0	0,6	69292	948
октябрь	71,0	1,0	72,0	1,4	71226	1004
ноябрь	80,0	2,0	82,0	2,2	84600	1061
декабрь	83,0	1,0	84,0	1,2	92419	1117
		2005	год			
январь	81,2	1,1	82,3	1,2	94433	1109
февраль	79,4	1,7	81,1	1,2	93357	991
март	85,0	2,3	87,3	2,7	89240	1044
апрель	77,0	1,7	78,7	2,1	95199	1232
Всего	20094 т				21263×10³ м³	

Эффект продолжается.

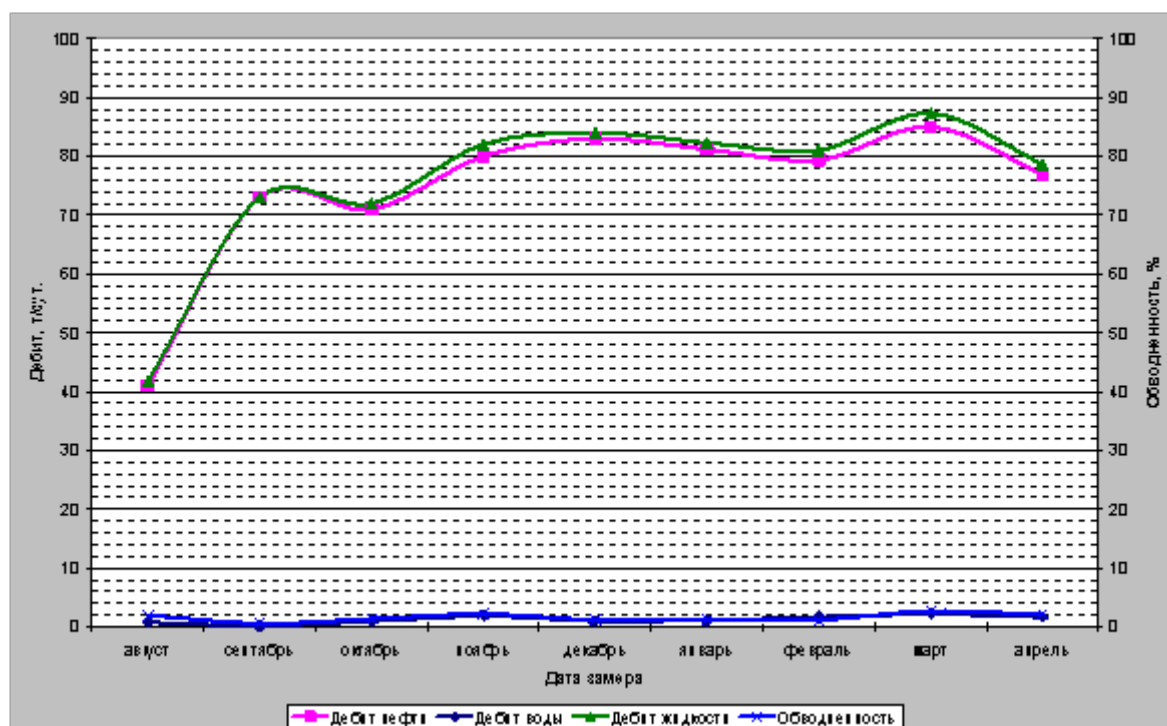


Рисунок 4 – Показатели работы скважины после проведения РИР составом АКОР БН

Выводы

1. Предупреждающие обработки водоносных пластов (установка водоизоляционных экранов) в схожих геологических условиях (наличие водоносного пропластка отделенного от продуктивного слабопроницаемой перемычкой) позволят практически полностью предотвратить преждевременное обводнение продукции скважины.

2. Селективные водоизолирующие материалы группы АКОР БН могут быть рекомендованы для проведения РИР в сложных геологических условиях (высокая температура призабойной зоны – 124 °С, высокое пластовое давление – до 60,0 МПа). Составы на их основе обеспечивают создание достаточных блок-экранов для изоляции притока воды в данных геологических условиях.

УДК 622.248

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ (ГНВП)

Студент групи РТ-08 Іщенко Максим Олександрович
Научный руководитель Пащенко А.А.

Основными причинами газонефтеводопроявлений, как следует из опыта строительства скважин являются:

- снижение производственной, технологической и трудовой дисциплины;
- нарушение исполнителями действующих инструкций и правил безопасного ведения работ;
- недостаточная обученность специалистов и производственного персонала действиям по предотвращению и ликвидации нефтегазопроявлений и фонтанов.

При проявлении признаков газонефтеводопроявлений, либо уже совершившегося поступления пластового флюида на устье скважины следует придерживаться «Регламента по практическим действиям буровой бригады при возникновении ГНВП на скважине» и других инструкций, положений по предупреждению и ликвидации данного вида осложнений. Общий порядок действий буровой бригады в этом случае следующий: закрыть скважину; исследовать характер и степень ГНВП; оценить параметры, необходимые для управления скважиной; выбрать способ глушения скважины; приступить и осуществить ликвидацию аварии; расследовать причины аварии, ее последствия; по результатам работ провести обучение персонала для предупреждения повторного осложнения.

Бурильщик же при наступлении данной ситуации обязан

- прекратить углубление скважины и остановить вращение ротора (при турбинном бурении снизить производительность буровых насосов или отключить один насос);
- установить замок бурильной трубы над столом ротора в пределах 0,5-1,2 м (напротив ключа АКБ для удобства в работе);
- остановить насос в последнюю очередь, чтоб сохранить влияние перепадов давления в затрубном пространстве и не допустить осложнения при подъеме

компоновки бурильного инструмента;

- закрыть обратный клапан.

Закрытие скважины

Процедура закрытия скважины во многом влияет на успешность проведения последующих работ по ликвидации проявления. В практике бурения известны методы «жесткого» и «мягкого» закрытия скважины при флюидопроявлении.

"Мягкое закрытие" скважины

Для реализации этого метода, рабочая гидравлически-механическая задвижка на устье должна быть закрыта, штуцер (правый) должен быть на 50 % открыт и открыты задвижки на вертикальный дегазатор. Штуцер (левый) на другой половине штуцерной батареи и задвижки должны быть закрыты. Это нормальное положение задвижек на штуцерной батарее при всех операциях, выполняемых на скважине.

Порядок работ при "мягком закрытии" скважины:

- открыть гидравлическо - механическую задвижку на линии дросселирования (боковая задвижка на крестовине ПВД);
- закрыть верхний превентор (обычно универсальный превентор) и задвижку прямого сброса. Если инструмент в башмаке обсадной колонны, то закрыть плашечный превентор;
- постепенно закрыть штуцер;
- закрыть механическую задвижку после штуцера;
- оставить скважину на стабилизацию давления в течение 5-10 минут (но не более 15 минут независимо от глубины скважины), снимать показания избыточных давлений на устье $P_{из\cdot T}$, $P_{из\cdot K}$ через каждую минуту.

"Жесткое закрытие" скважины

В зарубежной практике, в случае раннего обнаружения проявления ($V_0 = 50 \div 500$ л), используется метод быстрой герметизации устья скважины. Для реализации этого метода штуцер (правый) должен быть закрыт, задвижки после штуцера на вертикальный дегазатор открыты. Штуцер (левый) на другой половине штуцерной батареи и задвижки должны быть закрыты.

Порядок работ при "жестком закрытии" скважины:

- закрыть верхний превентор (обычно универсальный превентор). Если инструмент в башмаке обсадной колонны, то закрыть плашечный превентор;
- открыть гидравлическо - механическую задвижку на линии дросселирования (главная боковая задвижка на крестовине);
- оставить скважину на стабилизацию давления в течение 5-10 минут (но не более 15 минут, независимо от глубины скважины), снимать показания избыточных давлений на устье $P_{из\cdot T}$, $P_{из\cdot K}$ через каждую минуту.

Рекомендации к выбору способа закрытия скважины

Преимущества «мягкого» закрытия скважины: - снижен эффект гидравлического удара в скважине.

Недостатки «мягкого» закрытия скважины: более сложный способ выполнения закрытия скважины; образуется больший приток пластового флюида в скважину.

Преимущества «жесткого» закрытия скважины: простая и быстрая процедура закрытия скважины; образуется меньший приток пластового флюида в скважину.

Недостатки «жесткого» закрытия скважины: возникает опасность гидравлического удара, опасного для оборудования и горных пород.

Исследование параметров НГВП

После закрытия скважины и стабилизации давлений в буровой колонне и кольцевом пространстве регистрируют через 10-15 минут следующую устьевую информацию о флюидопроявлении:

1. Время возникновения НГВП
2. По показаниям манометров на устье скважины регистрируют установившееся давление в трубах буровой колонны $P_{и(бт)}$ и кольцевом пространстве $P_{и(кп)}$ (рис.1).

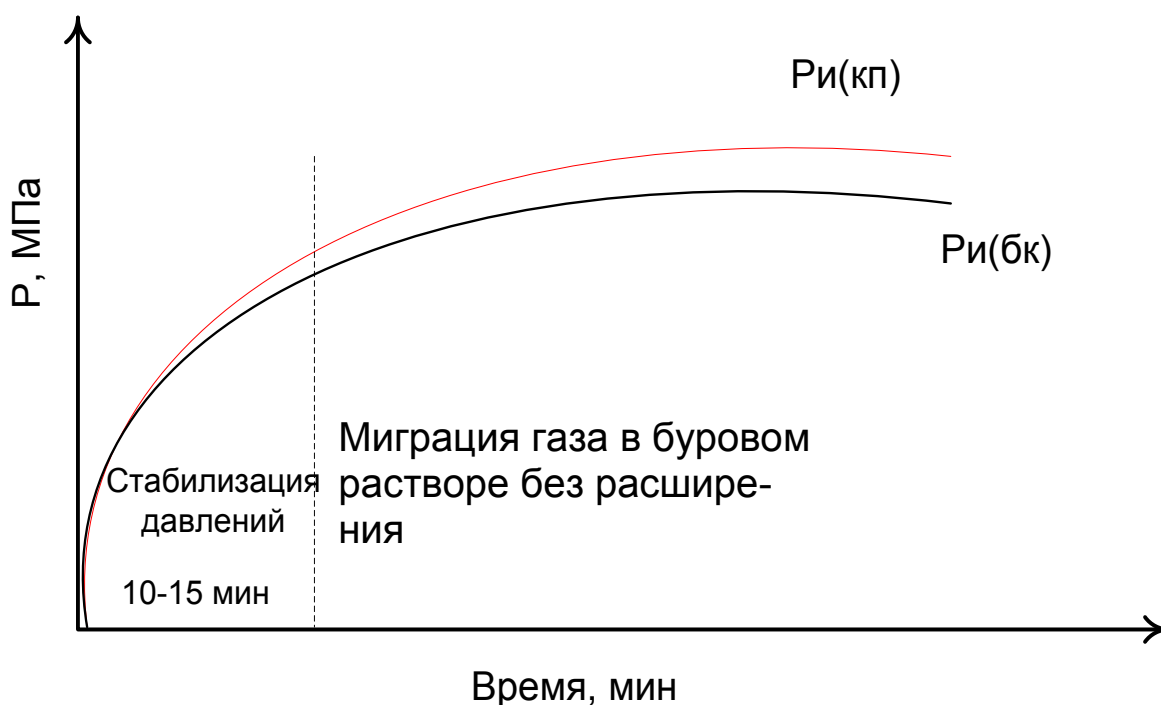


Рисунок 1- Характер изменения давлений в трубах и кольцевом пространстве после закрытия скважины при НГВП

3. Вес бурового инструмента на крюке.
4. Параметры бурового раствора.
5. Рассчитывают давление проявляющего пласта

$$P_{пл.} = P_{и(бк)} + \rho g H,$$

где ρ – плотность буровой промывочной жидкости

6. По расходомеру в приемной емкости определяют объем (V_0) поступившего пластового флюида.

7. Определяют вид поступившего флюида визуально и по формуле

$$\rho_{\phi} = \rho_{и} - \frac{P_{и(КП)} - P_{и(БТ)}}{g l_{\phi}}$$

где $l_{\phi} = \frac{V_0}{S}$ – высота столба поступившего пластового флюида, м;

S – площадь кольцевого пространства скважины, m^2 .

если: $\rho = 10-360 \text{ кг/м}^3$ – газ;

$\rho = 360 - 700 \text{ кг/м}^3$ – газоконденсат;

$\rho = 700-1080 \text{ кг/м}^3$ – газированная нефть;

$\rho = 1080-1200 \text{ кг/м}^3$ – пластовая вода.

8. Определяют плотность жидкости глушения

$$\rho_2 = \rho_{и} + \frac{P_{и(б.м)} + \Delta P}{g H_{пл}}$$

9. Определяют максимально допустимые давления при глушении скважины

$$P = \max \begin{cases} [P_{и(м)}] \leq 0,8 P_{опр} \\ [P_{и(кп)}] \leq P_{гр} - \rho_{бп.ж} g H^* \end{cases}$$

где $P_{опр}$ – давление опрессовки обсадных труб; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва наименее прочных горных пород; H^* – глубина залегания наименее прочных горных пород.

Методы ликвидации газонефтепроявлений

Для эффективного осуществления работ по ликвидации ГНВП необходимо правильно выбрать способ глушения скважины. Способ глушения зависит от многих конкретных условий, включая квалификацию находящегося на буровой персонала, наличия утяжеленного запасного раствора, состояния колонны, ПВО и ствола скважины, а также от характера и интенсивности самого проявления. Существует несколько способов глушения скважин.

Метод бурильщика

Этот метод называется так, потому, что им может пользоваться персонал, незнакомый с особо сложными операциями по управлению скважиной. Метод бурильщика не универсален, но применим во многих ситуациях.

Преимущества этого метода:

- Простота применения;
- Возможность незамедлительно начать работы по управлению скважиной.
- Отсутствует необходимость в сложных математических расчетах, по крайней мере, на начальном этапе.

Недостатки метода:

- Значительный риск порыва пласта на башмаке последней обсадной колонны.
- Повышение значения давления как в скважине, так и наземном оборудовании.
- Продолжительное время глушения скважины. Необходимо не менее двух циклов циркуляции. Первый цикл - вымыв газовой пачки, второй цикл - непосредственно глушение скважины (рисунок 3).

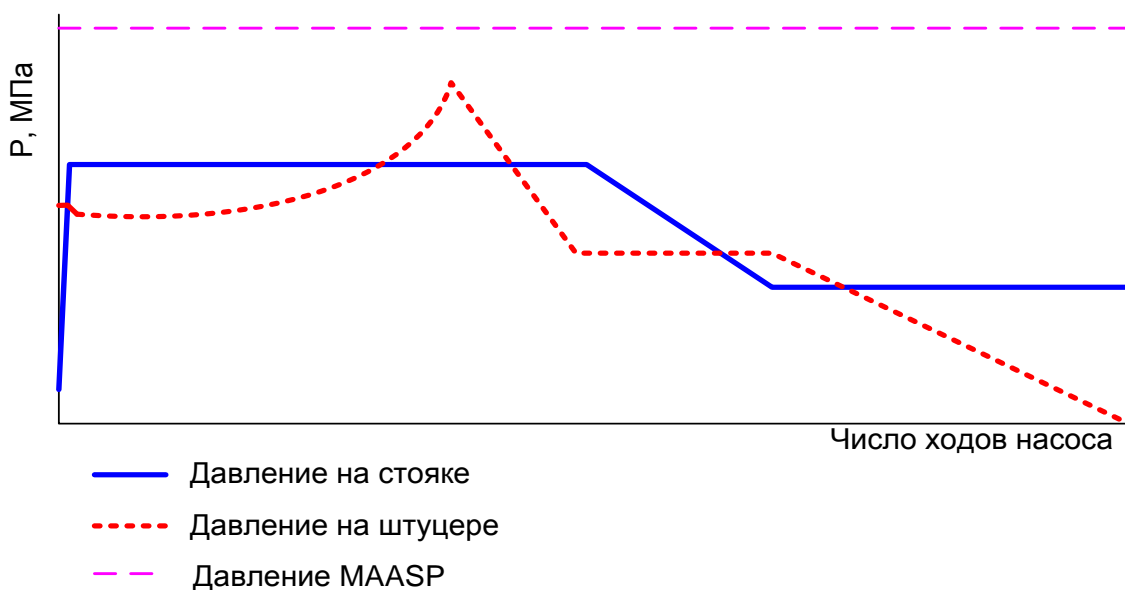


Рисунок 3 – График глушения методом Бурильщика

Метод ожидания и утяжеления

При применении метода ожидания утяжеления, управление скважиной осуществляется путем одной циркуляции тяжелого раствора.

Метод включает фазу ожидания при закрытой скважине (получение тяжелого бурового раствора) до запуска циркуляции, которая содержит только один этап – подача тяжелого бурового раствора (рисунок 4).

При глушении скважины способом «ожидания и утяжеления» вымывание поступившего пластового флюида и закачивание утяжеленного бурового раствора производится одновременно. Если запас необходимого утяжеленного

раствора на буровой отсутствует, то остановив насосы и закрыв скважину, немедленно его утяжеляют. Технологически способ «ожидания и утяжеления» сложный, так как требует проведения инженерных расчетов регулирования давления в скважине при своем осуществлении. Вследствие этого глушение проявлений этим способом производится под руководством высококвалифицированных специалистов.

Преимущества метода:

- По срокам реализации он короче, чем метод Бурильщика;
- Давление на устье в затрубном пространстве (газ под блоком задвижки скважины) меньше, чем при методе Бурильщика;
- Давление в открытом стволе при движении газовой пачки несколько меньше, что важно с точки зрения прочности в слабом месте.

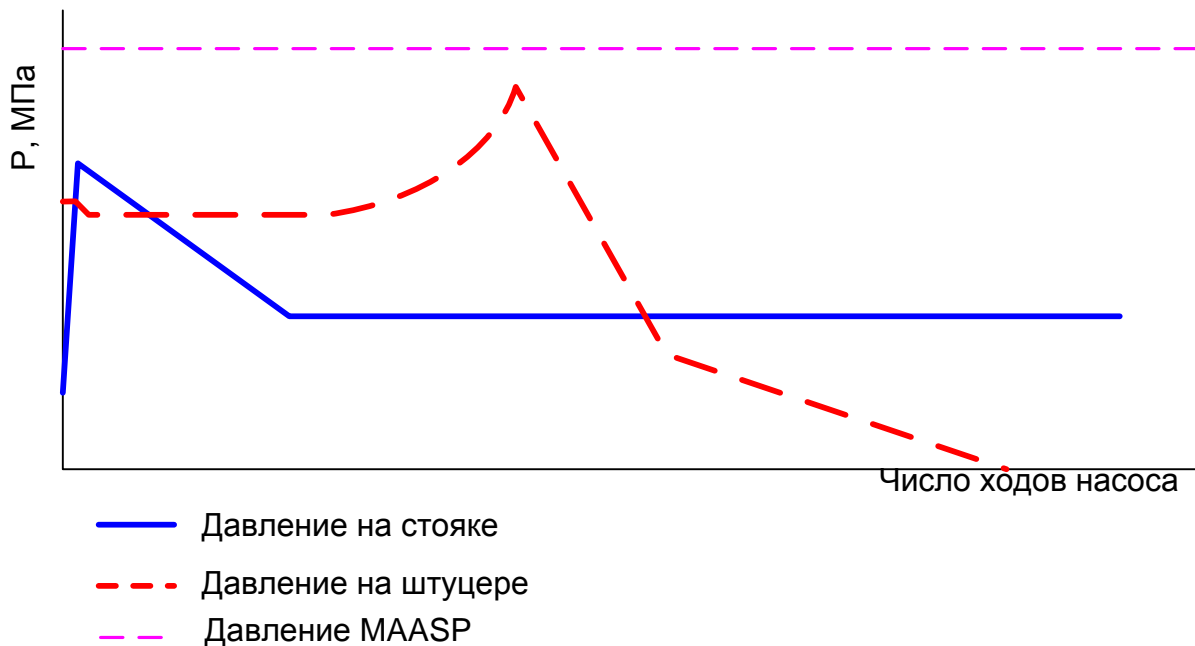


Рисунок 4 – График глушения методом ожидания и утяжеления

Недостатки метода:

- Требуется больше времени на подготовку (получение тяжелого бурового раствора, расчет и диаграмма) до начала циркуляции.
- Требуется решения проблемы-миграции газа за счет использования метода стравливания давления.
- Отсутствие циркуляции в течение периода приготовления утяжеленного бурового раствора.
- Большое избыточное давление на устье при всплытии газовой пачки.
- Проведение расчетов для заполнения карты глушения скважины.

Метод непрерывного глушения скважин

При этом способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при непрерывном утяжелении бурового раствора, т.е совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности бурового раствора до значения, необходимого для ликвидации притока из пласта.

Обычно проявление ликвидируют в течение нескольких циклов циркуляции. Однако не исключается возможность глушения за один цикл, если при этом может быть обеспечено достаточно интенсивное утяжеление бурового раствора. Если буровой раствор утяжеляют в течение нескольких циклов циркуляции, то его плотность повышают ступенями, причем прекращение на каждом цикле определяется возможностью оборудования.

Давление в бурительных трубах регулируется в соответствии с графиком его изменения, строящимся так же, как и при способе «ожидание и утяжеление».

Преимущества этого способа – отсутствие периода простоя скважины под давлением, низкие давления в обсадной колонне при глушении.

Недостаток способа – сложность процесса регулирования давления в скважине, обусловленная изменением плотности бурового раствора во время циркуляции.

Объемный метод глушения скважины

Если поступивший в скважину газ нельзя вытеснить путем циркуляции (например, бурительная колонна находится у поверхности или извлечена из скважины, или забиты насадки долота), необходимо дать возможность газу выйти на поверхность. Это достигается открыванием задвижки регулируемого штуцера с тем, чтобы выпустить некоторое количество раствора, что приведет к расширению газа. Для применения объемного метода необходимо, чтобы МАASP (максимально допустимое давление в затрубном пространстве при закрытом устье) превышало реальное давление в обсадной колонне. В то же время при выходе газа на поверхность МАASP не должно превышать давление разрыва обсадной колонны или рабочее давление превенторов.

Объемный метод можно разбить на три этапа:

- миграция газа к поверхности при контролируемом расширении;
- вытеснение газа раствором;
- возобновление циркуляции.

Список использованной литературы

1. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении.- М: Недра, 1992.-251 с: ил.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-2003). Серия 08. Выпуск 4 / Колл. авт.- М: Госгортехнадзор России, 2003.- 206 с.
3. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. - М.: Недра, 1984, 191 с.

4. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин.- М: Недра, 1988.- 200 с. : ил.
5. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник.- М.: Недра, 1981,- 189 с: ил.
6. Блохин О.А., Иоганесян К.В., Рымчук Д.В. Предупреждение возникновения и безопасная ликвидация открытых газовых фонтанов : Учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве.- М.: Недра, 1991.- 142с.: ил.

УДК 622.24

БУРОВИЙ СНАРЯД

Титенок Н.І., група БСм-12

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Науковий керівник – к.т.н., доцент Каракозов А.А.

Буровий снаряд [1] стосується галузі буріння свердловин, а саме технічних засобів буріння підводних свердловин на шельфі, і може бути застосований для відбору проб ґрунтів у нескельних донних відкладеннях.

Буровий снаряд працює таким чином. Колону труб 1 опускають за допомогою лебідки з бурової установки. Нарощуючи труби, колону опускають до упору породоруйнівного інструменту 3 в дно. В керноприймачі 11 конічну втулку 15 переміщують у крайнє нижнє положення на опорному корпусі 13 і в такому вигляді скидають в колону труб 1. Керноприймач 11 падає під дією власної ваги і опускається в посадочне місце 4, при цьому втулка 15 контактує з кільцевим виступом 2. Вода, яка знаходиться попереду керноприймача 11, перетікає по кільцевому зазору між колоною труб 1 і втулкою 15, через канали 10. На верх колони труб 1 встановлюють нагнітальний перехідник 5, з'єднаний шлангом 6 з насосом, і в порожнину колони труб 1 нагнітають воду, яка надходить у нагнітальний канал 26 гідроударника.

По зазору між опорним корпусом 13 і циліндром 18 вода надходить під поршень 19, здійснюючи його підйом. При цьому рідина з надпоршневої порожнини циліндра 18 витісняється по каналу клапанної коробки 17, через випускний канал 27, зазор між колоною труб 1 і керноприймачем 11 та вихідні отвори 10 в свердловину.

Поршень 19, рухаючись вгору, стискає пружину 23, оскільки клапанна група (впускний і випускний клапани 25 і 21) утримується у вихідному положенні за рахунок тиску рідини на впускний клапан 25. Дійшовши до випускного клапана 21, поршень 19 наносить по ньому удар. За рахунок удару і сили стиснутої пружини 23 та часткового спільного ходу з поршнем 19 випускний клапан 21 закриється (перекриє канали в клапанній коробці 17), а впускний клапан 25 відкриється, оскільки обидва клапани зв'язані штовахальником 24. Рідина починає надходити у верхню порожнину циліндра 18. При надходженні рідини у верхню порожнину циліндра 18 поршень 19 пересувається вниз, тому що робоча площа поршня 19 зверху більша ніж знизу. Клапанна група зберігає

своє верхнє положення за рахунок тиску рідини на випускний клапан 21. Перестановка клапанів 25 і 21 у первинне положення відбудеться після удару пальцем 22 по хвостовику клапана 25 і їх спільного ходу вниз. При цьому бойок 20 завдає удару по ковадлу 16, який передається на породоруйнівний інструмент. Далі цикл роботи гідроударника повторюється.

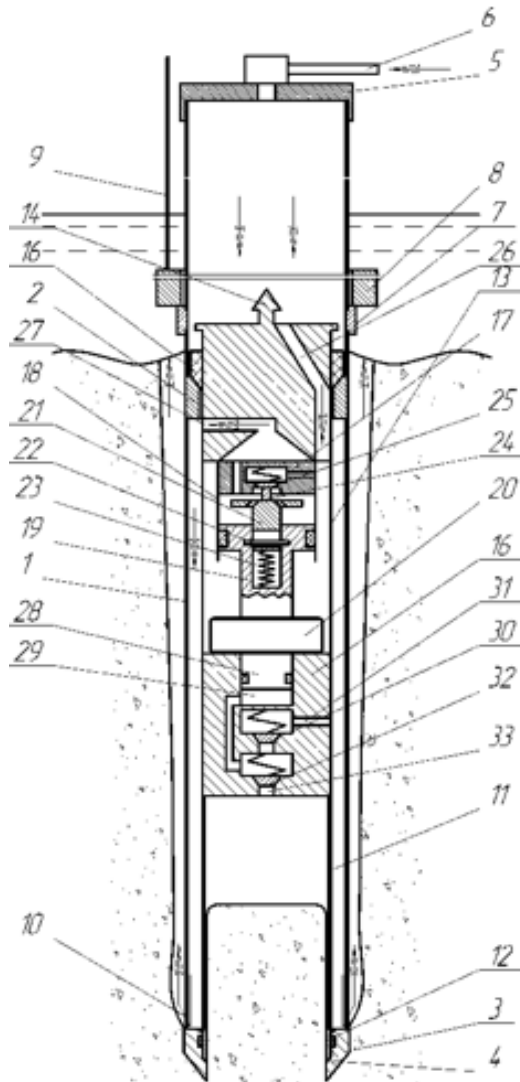


Рис.1 – Буровий снаряд: 1 – колона труб; 2 – виступ; 3 – породоруйнівний інструмент; 4 – посадочне місце; 5 – нагнітальний перехідник; 6 – шланг; 7 – ковадло; 8 – забивний вузол; 9 – трос; 10 – промивальні вікна; 11 – кернаприймач; 12 – кернаутримувач; 13 – опорний корпус; 14 – грибок; 15 – конічна втулка; 16 – ковадло гідроударника; 17 – клапанна коробка; 18 – циліндр; 19 – поршень; 20 – бойок; 21 – випускний клапан; 22 – палець; 23 – пружина; 24 – штоухач; 25 – впускний клапан; 26 ,27 – канали; 28 – поршень насоса; 29 – робоча камера насоса; 30 – вихлопний клапан; 31,33- канали; 32 – всмоктувальний клапан

Колонна труб 1 заглубляется в породу породоруйнiвним iнструментом 3 за рахунок ударiв, якi генерує гiдродударник i забивний вузол 8, який б'є по ковадлу 7 за рахунок його перiодичного пiдйому над ним на тросi 9 i вiльного падiння на ковадло 7.

Одночасно с заглубленням колони труб 1 заглубляется керноприймач 11, який утримується в посадочному мiсцi 4 за рахунок перепаду тиску на ньому i ударiв гiдродударника.

Проба надходить у керноприймач 11. В процесi вiдбору проби в порожнинi керноприймача 11 насосом здiйснюється зворотне промивання. При ходi бойка 20 з поршнем 28 вгору через всмоктувальний канал 33 та всмоктувальний клапан 32 рiдина надходить з керноприймача 11 в робочу камеру 29 насоса. При ходi бойка 20 з поршнем 28 вниз рiдина через вихлопний клапан 30 i вихлопний канал 31 витискається в зазор мiж керноприймачем 11 i колоною труб 1 та через вихiднi отвори 10 в свердловину.

Пiсля закінчення рейсу забивання колони труб 1 припиняють, вимикають буровий насос, вiд колони труб 1 вiд'єднують нагнiтальний перехiдник 5, на тросi додаткової лебiдки опускають в колону труб 1 вловлювач (не показаний), який захоплює керноприймач за грибок 14 опорного корпусу 13. Витягають керноприймач зi свердловини, при цьому керн утримується в керноприймачi 11 за рахунок керноутримувача 12.

Застосування запропонованого бурового снаряду дозволяє досягти пiдвищення довжини рейсу за рахунок встановлення додаткового ударного вузла, який забезпечує генерацiю додаткових ударних iмпульсiв, що дiють на вибiй свердловини.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Буровий снаряд: Патент України на корисну модель №77828, МПК Е21В 25/00 / Каракозов А.А., Рязанов А.М., Парфенюк С.М., Сагайдак І.Д., Титенок Н.І. – Опубл. 25.02.13, Бюл. №4.

УДК 622.248

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СООРУЖЕНИЯ ВЫСОКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Студент групи РТ-08 Лапеко Андрій Михайлович
Научный руководитель Пащенко А.А.

Для строительства большинства эксплуатационных скважин по комплексной технологии сооружения высокодебитных скважин на воду и имеет с разработчиками этой технологии соглашение о сотрудничестве, предусматривающее бурение скважин с их технологическим и методическим сопровождением.

Комплексная технология по сравнению с традиционной обеспечивает:
- увеличение удельного дебита скважин в 3-5 и более раз;

- полное предотвращение выноса пластового песка;
- обеспечение стабильности удельного дебита во времени;
- повышение эффективности и надежности работы водоподъемного оборудования при эксплуатации.

Основные принципы и конструктивные особенности новой комплексной технологии сооружения высокодебитных скважин

Вскрытие водоносного пласта при минимальной кольматации

Комплексная технология отличается тем, что для вскрытия водоносного горизонта предусматривает применение промывочного раствора, приготовленного на основе бентонитовых глин. Этот раствор обладает характеристиками, обеспечивающими формирование устойчивой глинистой корки на стенках скважины, а так же максимальную кольматацию водоносного горизонта по всему интервалу вскрытия, но на глубину проникновения, не превышающую 20 мм.

Геолого-гидрогеологические особенности строения водоносного комплекса часто предполагают расположение интервала сооружения водоприёмной части скважины на значительном (около 20 м) удалении от башмака технической колонны и применение бурового раствора при вскрытии обеспечивает поддержание стенок скважины в устойчивом состоянии.

Выбор рациональной конструкции скважины в интервале водоприитока, обеспечивающей минимальное гидравлическое сопротивление

На первом этапе расширения скважины комплексная технология предусматривает механическую декольматацию интервала вскрытия и пилот-ствола, расположенного ниже сооружаемой водоприёмной части скважины.

В процессе расширения мелкая пылеватая фракция пластовых песков транспортируется на поверхность потоком промывочной жидкости. Более крупная фракция оседает в декольматированный интервал вскрытого на всю мощность водоносного горизонта.

После окончания формирования расширенного контура водоприёмной части, расширитель на форсированных режимах промывки вбуривается в невымытую при расширении фракцию пластового песка на весь интервал вскрытия водоносного горизонта, т.е. до кровли нижнего водоупора. На протяжении 6-8 часов на форсированных режимах промывки (первой скорости вращения бурового инструмента и расходкой по всему интервалу вскрытия) формируется канал с более высокими фильтрационными характеристиками из средне-крупнозернистых песков невымываемой фракции.

Интервал расширения ствола скважины составляет 26-27 метров при длине фильтров с отстойником, не превышающей 18 метров. В процессе монтажа «впотай» фильтрующая часть колонны завешивается в середине интервала расширения, затем обсыпается.

Расширенная водопрёмная часть скважины с сооруженным гравийным фильтром имеет непосредственную гидравлическую связь со вскрытым на всю мощность водоносным пластом. Это определяет высокую степень совершенства вскрытия продуктивного горизонта.

Методика подбора основных параметров и конструкции фильтра для контакта с гравийной обсыпкой

Традиционная схема притока в скважину характеризуется дисбалансом входных скоростей по длине фильтра и является результатом сложившейся практики изготовления фильтров по условию максимальной скважности. Фактически обеспечивающий приток интервал фильтра ограничивается первыми метрами и обычно не превышает 10 м.

Дисбаланс скоростей притока по длине фильтра приводит к росту сопротивлений фильтрации из-за увеличения радиуса зоны турбулентности в пласте и формирования гидродинамического экрана внутри фильтра (рис.1).

Входящие и отражённые от внутренней стенки фильтра потоки, имеющие максимальные скорости в верхней части фильтра, образуют гидродинамический экран Н (рис.2), препятствующий повышению дебита по мере увеличения понижения после превышения критической нагрузки на скважину (часто около 60 куб. м/час).

Увеличение интенсивности водоотбора вызывает увеличение степени турбулентности верхней части фильтра, вследствие чего интенсивность гидродинамического экрана возрастает.

Комплексная технология предусматривает принудительное выравнивание скоростей притока по длине фильтра.

Межвитковая щель (не менее 0,5 мм) принимается по условию исключения проникания внутрь фильтра основной фракции принятого к обсыпке гравия, обеспечивая скважность фильтрующего элемента более 20%. При крупности пластового песка до 0,1-0,25 мм, предъявляются повышенные требования к транспортировке и качеству укладки гравия в интервале сооружения гравийного фильтра.

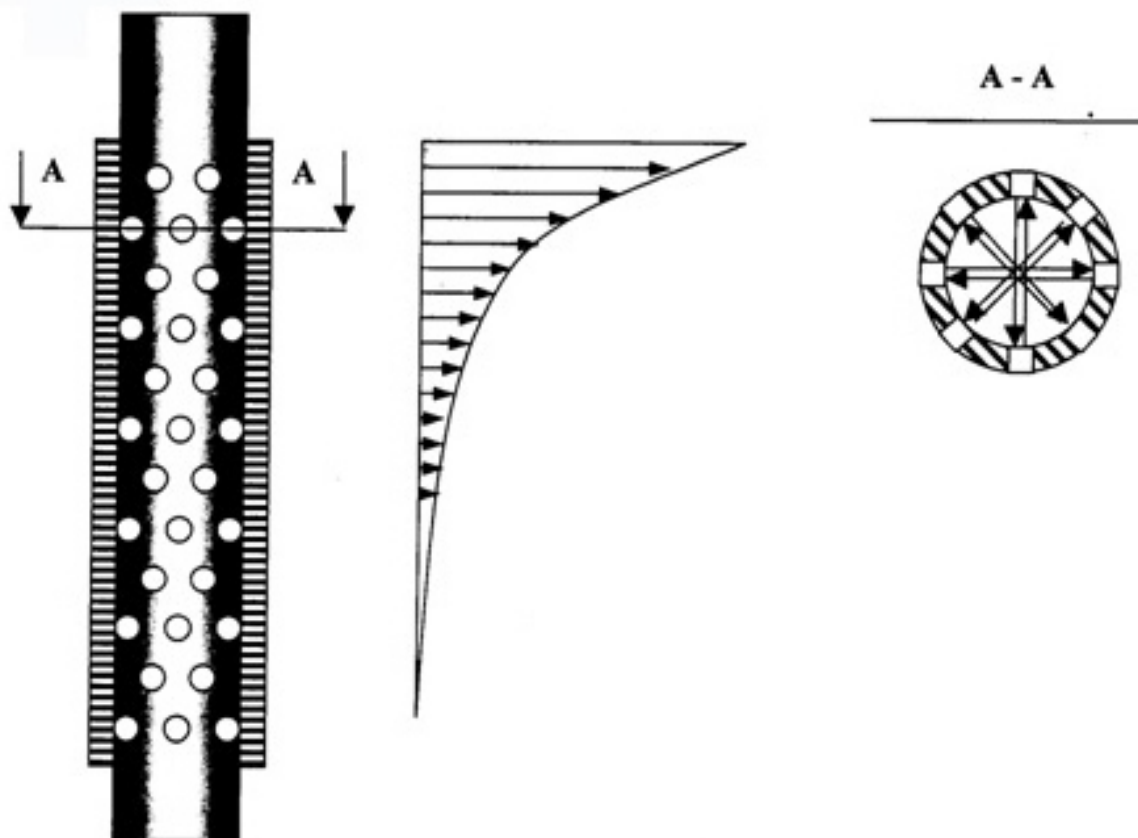


Рисунок 1 – Дисбаланс скоростей притока по длине фильтра, изготовленного по условию обеспечения максимальной скважности.

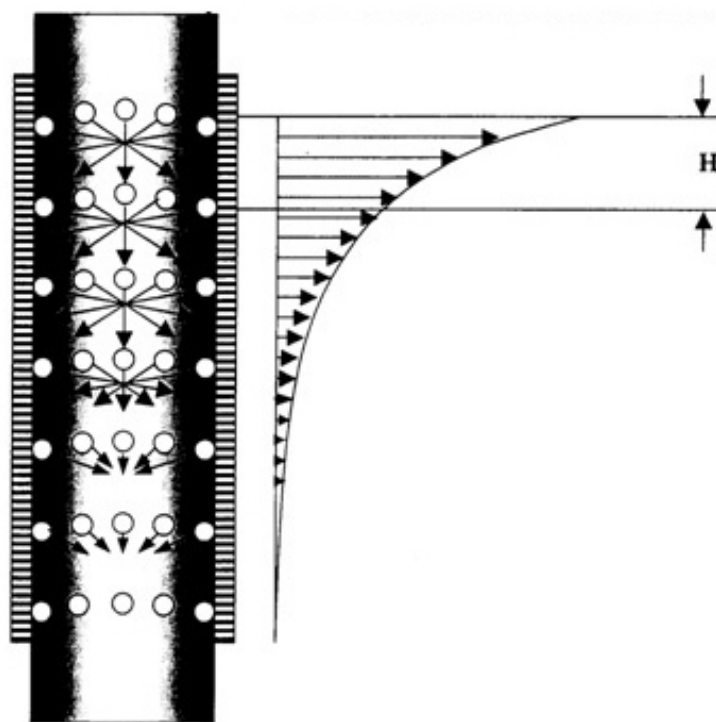


Рисунок 2 – Зона высокой степени турбулентности, определяющей интервал гидродинамического экрана Н.

Применяемая конструкция перфорированного несущего (силового) каркаса со значительно сниженной скважностью разработана для принудительного распределения скоростей фильтрации по длине фильтра.

Несущий силовой каркас играет роль местного препятствия, обеспечивающего минимально-возможное сопротивление фильтрующему потоку и не позволяющего фильтрующему потоку ориентироваться на верхнюю часть. Каркас распределяет и выравнивает скорости притока по длине фильтра. Диаметр отверстия, по которому входит вода внутрь фильтра, играет основную роль в распределении скорости притока по длине фильтра и, как следствие, в обеспечении устойчивости скважины к пескованию (рис.3) и преодолении турбулентности потока.

Каждый из элементов фильтра имеет собственные функции. Функция фильтроэлемента – экранирование пластового песка или гравийной обсыпки при условии обеспечения минимальных сопротивлений фильтруемому потоку. Функция трубчатого перфорированного каркаса – обеспечение структурной устойчивости фильтра и распределение скорости притока по длине фильтра.

В качестве фильтроэлемента принят проволочный фильтр типа «Джонсон» (рис.3), с проволокой треугольного сечения. При навивке проволоки на опорные стержни каркаса одна из вершин треугольника направлена внутрь фильтра перпендикулярно его продольной оси. Фигурная обмотка формирует расширяющиеся внутрь щели определённых параметров, обеспечивающих минимальное гидравлическое сопротивление фильтруемому потоку.

Применяемая конструкция перфорированного несущего силового каркаса вызывает принудительное распределение скоростей фильтрации по длине фильтра, привела к резкому снижению скважности перфорированного каркаса.

Несущий силовой каркас играет роль местного сопротивления, обеспечивающего минимальные сопротивления фильтрующему потоку с одной стороны, с другой стороны не позволяет фильтрующему потоку ориентироваться на верхнюю часть, распределяет и выравнивает скорости притока по длине фильтра. Таким образом, d_0 – диаметр отверстия, по которому входит вода внутрь фильтра, играет основную роль в распределении скорости притока по длине фильтра и, как следствие, в обеспечении устойчивости скважины к пескованию (рис. 4) и преодолении турбулентности потока.

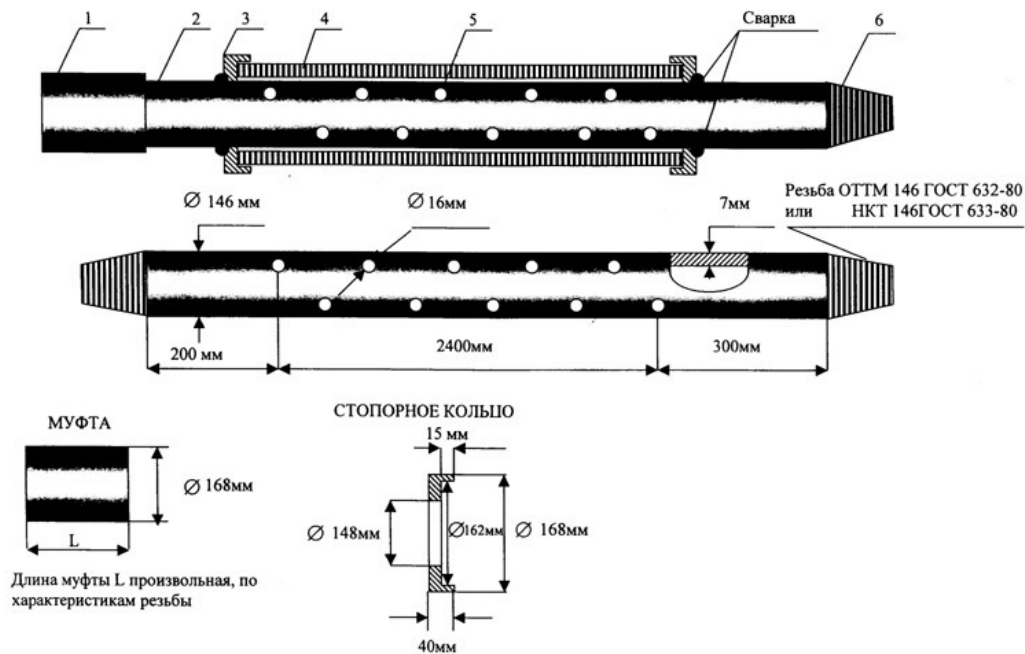


Рисунок 3 – Фильтр, схема сборки

1 – муфта, кол-во на фильтр – 1 шт.; 2 – перфорация, труба бесшовная диаметром 146 мм, толщина 7 мм; 3 – стопорное кольцо, фиксирует фильтроэлемент 4 относительно перфорации 2, тип соединения стопорного кольца и перфорации – сварное, кол-во стопорных колец на фильтр – 2 шт.; 4 – фильтроэлемент, внутренний диаметр 150 мм, длина 2,5 м; 5 – отверстие перфорации, количество отверстий по длине 2400 мм – 144 шт., расположенное в шахматном порядке, диаметр 16 мм; 6 – резьба, кол-во на фильтр – 2 шт.

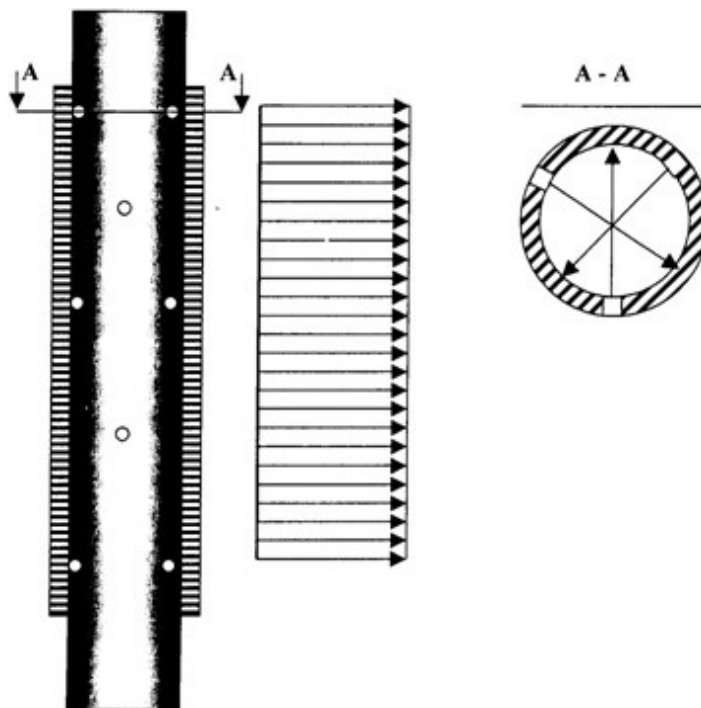


Рисунок 4 – Выравнивание скоростей притока по длине фильтра, изготовленного по условию снижения скважинности перфорированного трубчатого каркаса

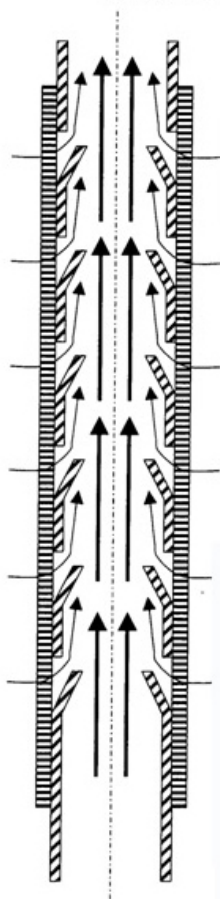


Рисунок 5 – Схема изменения направления струй входящих внутрь фильтра через отверстия трубчатой каркасной перфорации определенной конфигурации.

Соотношение суммарной площади перфорированных отверстий к внутренней (в свету) площади перфорированного каркаса, при котором перфорация перестала бы играть роль распределительного дросселя и стала бы действительно серьёзным местным сопротивлением, в среднем равно 1:4. Сквозность перфорированного каркаса, изготовленного с учётом этого соотношения, составляет в среднем 2,5%.

Следующим шагом совершенствования гидродинамики фильтров явилось принудительное переориентирование струй, сформированных отверстиями перфорации. Традиционно изготовленные отверстия перфорации каркаса ориентируют струи, входящие внутрь фильтров, перпендикулярно оси скважины. Формируются условия для возникновения активной турбулентности внутри фильтров.

Решение состоит в изменении формы отверстий. Направление струй, входящих внутрь фильтра, сформированных отверстиями перфорации, должно совпадать с направлением суммарного потока,двигающегося внутри фильтров (рис.5).

Данная гидродинамическая схема обладает рядом преимуществ по отношению к традиционной:

а) Отсутствуют условия для формирования гидродинамического экрана на интервале с максимальными скоростями притока в фильтр и, как следствие, гидроудара на интервале фильтров при включении водоподъёмного оборудования, приводящего к пескованию.

Распределение скоростей притока по длине фильтра при заданном дебите эксплуатации приводит к изменению скоростей фильтрации на отдельно взятом интервале фильтра, а в наиболее нагруженной верхней части – к снижению.

Снижение скоростей притока повышает степень устойчивости арочных структур естественного либо гравийного фильтра в процессе эксплуатации высокодебитных скважин. Диаметр и конфигурация отверстий перфорированного каркаса имеют ключевое значение в обеспечении суффозионной устойчивости водоприёмной части высокодебитной скважины.

б) При взаимодействии суммарного потока, двигающегося внутри фильтров и струй, входящих в фильтр, ориентированных отверстиями перфорации по направлению, совпадающему с направлением движения суммарного потока, возникает эффект эжекции.

Суммарный поток жидкости внутри фильтров обладает более значительной массой и скоростью по отношению к входящим в фильтр струям, сформированным отверстиями перфорации определённой конфигурации в условиях сниженной скважности перфорированного трубчатого каркаса.

Возникают условия для формирования области пониженного давления в местах расположения отверстий перфорации определённой конфигурации и, как следствие, возникновения эффекта эжекции пластовых вод.

В условиях распределения скоростей притока по длине и принудительного переориентирования входящих струй весь интервал фильтра выполняет дополнительную функцию эжекторного насоса.

в) Снижаются потери напора, связанные с трением между транспортируемой жидкостью и внутренней поверхностью трубы.

Скважины с фильтрами, распределяющими скорости притока по длине и изменяющими направления струй, не имеют следов пескования при режимах откачки свыше 100 м.куб/час из водоносных комплексов, сложенных тонко-мелкозернистыми песками. Суммарные потери напора в фильтрах, надфильтровой части, гравийной обсыпке и пласте не превышают первые метры. Такие скважины имеют эксплуатационные характеристики (удельный дебит), на порядок превышающие характеристики скважин, сооружённых традиционным путём с использованием фильтров, изготовленных по условию обеспечения максимальной скважности.

Литература

1. Абрамов Н.Н. Водоснабжение. - 2-е изд., перераб. и доп. М., Стройиздат, 1974.

2. Белицкий А.С., Дубровский В.В. Проектирование разведочно-эксплуатационных скважин для водоснабжения.- 3-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1974.

3. Биндеман Н.Н., Язвин Л.С. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. - 2-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1970.

4. Боровский Б.В., Самсонов Б.Г., Язвин Л.С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. - 2-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1979.

5. Бочеввер Ф.М. Проектирование водозаборов подземных вод. М., Стройиздат, 1976.

УДК 622.24.085

РАЗРАБОТКА ДВОЙНОГО ЭЖЕКТОРНОГО КОЛОНКОВОГО СНАРЯДА

Юрков Д. И., гр. БСм-12

Руководитель — к.т.н., доцент Русанов В.А.

Донецкий национальный технический университет

Двойные эжекторные колонковые снаряды относятся к спецсредствам, для прохождения трещиноватых неустойчивых пород с повышенным выходом керна. При бурении данными снарядами очистка забоя осуществляется одновременно прямым и обратным потоком жидкости. Наличие двух потоков жидкости обеспечивает качественную очистку забоя от частиц выбуренной породы, а также позволяет вести бурение при наличии поглощения бурового раствора создавая местную призабойную промывку.

Снаряды данного типа применяются в хрупких, трещиноватых, сланцеватых, перемежающихся по твердости горных породах и полезных ископаемых. А наличие специальных коронок позволяет расширить эту область за счет применения снаряда в породах высоких категорий по буримости.

Устройство (рис. 1) состоит из трех переходников 1, 16, 19; распределительного вкладыша 2 и присоединенного к нему распределительного патрубка 4, который перекрывается шариком 3. Со вспомогательным каналом в распределительном вкладыше 2 связана насадка 5, в которой образуется перепад давления в камере смешивания и поток увлекается в диффузор 7, присоединенный к распределительному переходнику 8. Ниже расположен шламособорник.

Керн поступает через коронку 24 во внутреннюю приемную трубу 21 до упора 22. При извлечении трубы на поверхность внутренняя труба поднимается и вытягивается первой, высвобождая кернодержательные сектора 23, которые захватывают и удерживают керн.

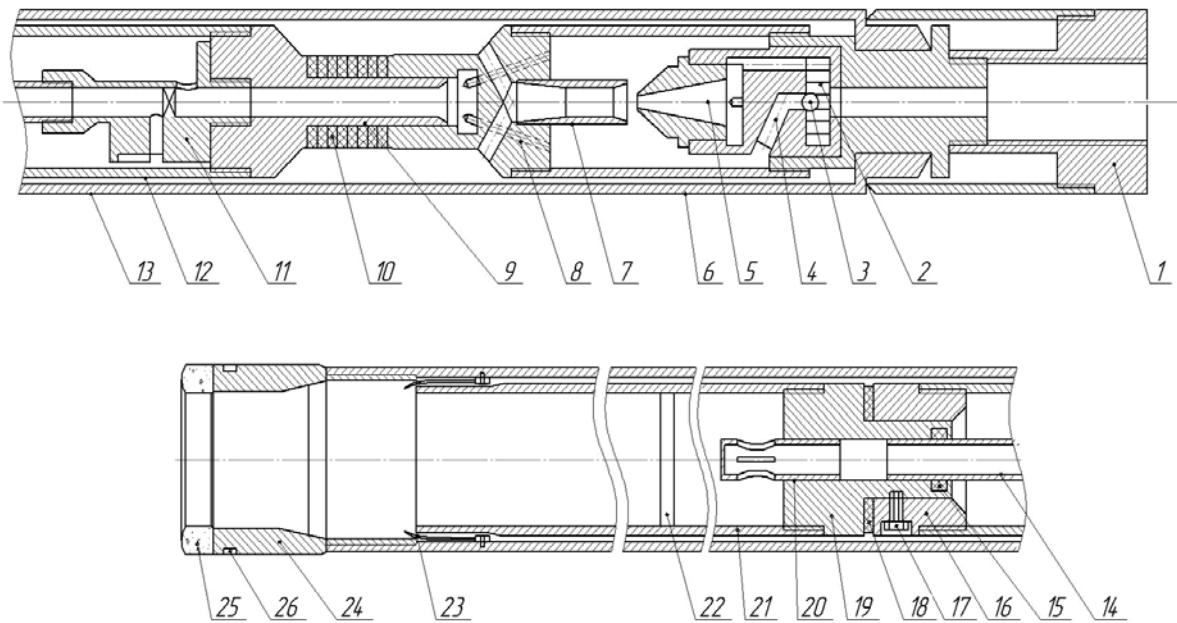


Рис. 1 — Общая схема эжекторного колонкового снаряда.

При упоре керна в сужении происходит деформация прокладки 10, что позволяет уменьшить механическое воздействие на керн со стороны сужения внутренней трубы. Фильтр 20, вставленный в переходник 19, имеет заглушку в нижнем торце и 4 отверстия по бокам, это позволяет уменьшить гидравлическое воздействие на керн со стороны потока жидкости при прямой промывки.

При бурении данным снарядом эжектируемый поток, увлекая из керноприемной трубы 21 мелкий керновый материал, поднимается вверх по центральной трубе 14 и через радиальный канал выходит в шламособорник 12. При выходе из радиального канала мелкие частицы кернового материала под действием центробежных сил отбрасываются к стенке шламособорника и осаждаются вниз, а жидкость, освобожденная от кернового материала, через верхний радиальный канал поступает в эжекторный насос.

УДК 622.24

СНАРЯД ШАРОСТРУЙНО-АБРАЗИВНОГО БУРЕНИЯ

Полушко В.И., студент группы РТ-08, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – ассистент Игнатов А.А.

Как известно, основным фактором, влияющим на прочностные показатели и состояние любого материала, в том числе и горных пород, является среда. Изменение среды, или иначе окружающих полей, ведет к изменению состояния

тел, находящихся в ней, а также влечет за собой замедление или ускорение всех процессов, протекающих в материале. Этими обстоятельствами обусловлено появление целого ряда новых способов разрушения пород, основанных на использовании различных физических полей.

Эффективность любого из физических способов разрушения заключается в значительной величине скорости приложения разрушающей нагрузки. Очевидно, что повышение производительности буровых работ может быть достигнуто и путем совершенствования других факторов, сопровождающих процессы разрушения пород при использовании физических способов.

Среди физических способов разрушения горных пород наибольшее применение нашли термический и гидромеханический (во всех его модификациях); причем второй достаточно широко используется при разработке угольных пластов, горном строительстве, перфорировании обсадных колонн и наконец бурении скважин. Основой каждой из разновидностей гидромеханического способа бурения является использование высоконапорных струй жидкости.

При гидромеханическом (абразивном) бурении для разрушения горных пород используется энергия большого количества стальных или твердосплавных шаров, многократно соударяющихся с забоем скважины с большой скоростью.

Достаточно подробно вопросы работы снарядов гидромеханического способа бурения исследовались ранее [1], заметим лишь то, что практически все конструктивные усовершенствования не решили существенных недостатков технологии – формирования криволинейной формы забоя, который снижает механическую скорость бурения или приводит к остановке процесса углубки скважины, а также обеспечение одинаковой эффективности бурения как в вертикальных так и наклонных участках скважины, исключая замену снаряда. Последнее обстоятельство обусловило направленность в разработке модели гидромеханического снаряда. Конструкцию снаряда с эффектом механического разрушения [2] можно признать вполне пригодной для проходки вертикальных скважин и таковых имеющих небольшие зенитные углы. Применение же такого снаряда для проходки скважин со значительными зенитными углами и интенсивной кривизной исключается целым рядом факторов [3], среди которых: сложность удержания породоразрушающих шаров в посадочных гнездах; необходимость создания значительных осевых нагрузок на шары, что практически невозможно в отмеченных скважинах; существенные продольные и поперечные габаритные размеры турбинного двигателя, препятствующие его свободному перемещению в стволе скважины.

Выдвинутые ограничительные условия трансформировались в постановку задачи усовершенствования шароструйного устройства, в котором принципиально иное конструктивное исполнение механического породоразрушающего органа и схемы бурения обеспечивает: значительное снижение затрат мощности для создания нагрузки на механический породоразрушающий орган аппарата, в первую очередь в скважинах с интенсивной кривизной, реализацию вращательного метода формирования периферийной зоны забоя с использова-

нием обломков шариков и продуктов разрушения горных пород, создание условий для значительного увеличения интенсивности ведения работ; за счет этого исключается остановка процесса углубки вследствие наличия параболической формы забоя скважины и значительных зенитных углов, увеличивается рейсовая скорость бурения, уменьшается амортизация самого аппарата и бурильных труб.

Специалисты кафедры ТРМПИ НГУ предлагают следующий вариант решения сформулированной задачи [4]: в известный гидромеханический снаряд, включающий корпус со струйным аппаратом, породоразрушающий башмак и шарики, согласно разработке, содержит винтовой двигатель, соединенный с колонной бурильных труб и корпусом струйного аппарата, механический породоразрушающий орган которого выполнено в виде матрицы, верхняя часть её жестко соединена с корпусом струйного аппарата, а нижняя является пористой.

На рис. 1 приведена общая схема шароструйного устройства, где 1 – корпус, 2 – струйный аппарат, 3 – породоразрушающие шарики. Корпус 1 в нижней части оснащен породоразрушающей матрицей 4 с пористой структурой 5, предназначенной для размещения обломков шариков 6 и горной породы 7. Верхняя часть корпуса 1 соединена с винтовым двигателем 8, для создания вращения, которое через корпус 1 передается на матрицу 4. Привод винтового двигателя 8 осуществляется с помощью промывочной жидкости, циркулирующей по колонне бурильных труб 9.

Также на рис. 1 приведен вид снизу породоразрушающей матрицы 4 по направлению А, где показано специальную пористую структуру 5 с размещенными в ней обломками шариков 6 и горной породы 7.

Устройство работает следующим образом: при возникновении циркуляции промывочной жидкости во внутренней части корпуса 1 устройства начинается активное движение породоразрушающих шариков 3, которые взаимодействуют с породой забоя, разрушают ее и разрушаются сами. В призабойной зоне поток промывочной жидкости разделяется на две составляющие, одна из которых с породоразрушающими шариками поднимается вверх к струйному аппарату 2, а другая, обогащенная продуктами разрушения, выходит в затрубное пространство между торцом и корпусом матрицы 4 и забоем и стенками скважины соответственно. Наличие породоразрушающей матрицы 4 в нижней части устройства необходимо для формирования прямоугольного профиля забоя скважины за счет реализации вращательного метода разрушения его криволинейных стенок, возникновение которых обусловлено технологической схемой бурения и приводит к уменьшению механической скорости бурения или к полной остановке процесса углубки. Этот механизм разрушения характеризуется следующей схемой. Породоразрушающие шарики 3, которые циркулируют вместе с промывочной жидкостью в интервале от плоскости забоя до струйного аппарата 2, вследствие взаимодействия с горной породой непрерывно разрушаются. При этом обломки шариков и самой горной породы потоком промывочной жидкости размещаются и удерживаются в пористой структуре 5 нижней части матрицы. За счет постоянного вращения и создания осевой нагрузки на

обломки, они путем абразивного износа разрушают породу на забое и формируют его периферийную зону. При этом происходит дальнейшее истирание продуктов разрушения шариков и горной породы, что приводит к их удалению из пористой структуры. Вместо изношенных обломков на их место поступают более работоспособные. Постоянное вращение матрицы 4 обусловлено наличием в верхней части корпуса винтового двигателя 8, основным преимуществом которого является относительно небольшие габаритные размеры которые позволяют ему беспрепятственно перемещаться в скважине с интенсивной степенью кривизны и большими зенитными углами. Привод винтового двигателя совершается промывочной жидкостью.

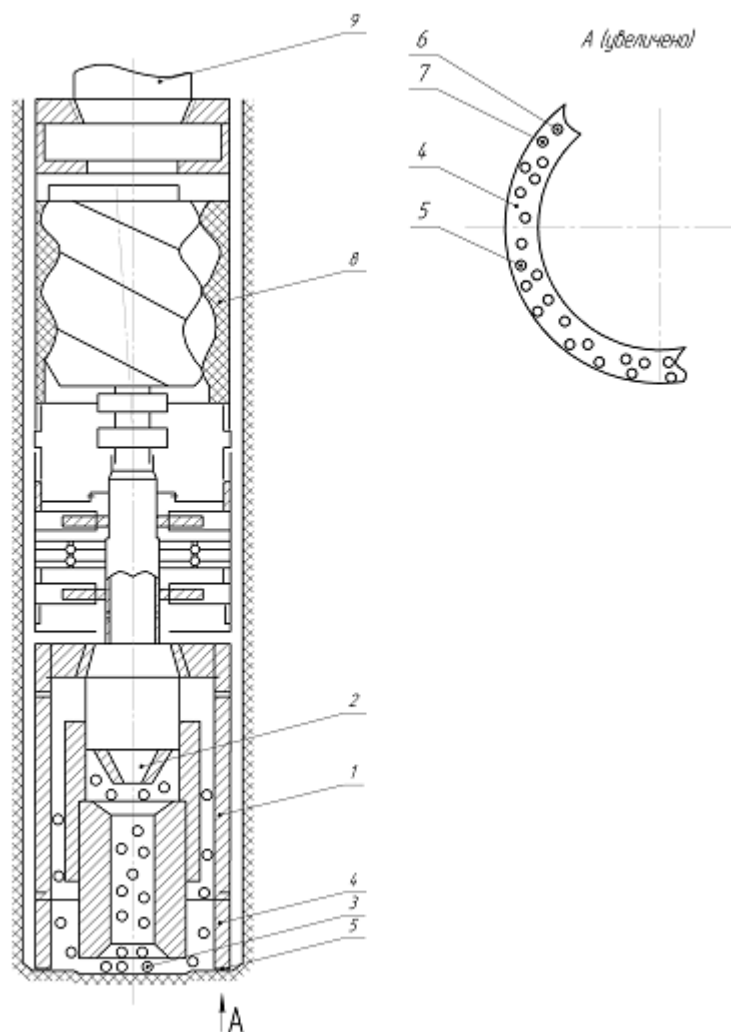


Рис. 1. Общая схема прибора шароструйно-абразивного бурения

Некоторых пояснений требует термин «пористая структура породоразрушающей матрицы».

Пористые сплавы представляет собой особый класс функциональных материалов современного машиностроения; только они имеют в своем составе газовую фазу как полноправную составляющую, которая определяет большинство свойств материала. По способу получения пористые сплавы можно разделить на два больших класса: пористые сплавы, структура которых сформирова-

на в твердом состоянии; пористые сплавы образующиеся в результате осуществления литейных технологий. Если сплавы первой группы оказались непригодными для выполнения функций размещения и удержания продуктов разрушения шаров и горных пород, то сплавы второй группы отвечают практически всем требованиям предъявляемым к породоразрушающей матрице, в особенности это касается сплавов-газаров. Поэтому, на их структурных свойствах остановимся более детально.

Газары – это литые пористые сплавы, полученные путем газозвтектического превращения в системах сплав-водород, отличающиеся особой пористой структурой. Газары могут быть получены с различным типом структуры, в зависимости от параметров процесса эвтектики, но их всегда отличает довольно равномерное распределение пор, размеры которых могут изменяться в пределах от 10 м (продольные) до 10 мм и менее (поперечные), а сама пористость достигает 75%. Стенки пор в газарах чистые, а межпоровые перегородки представляют собой сплав, не загрязненный примесями или добавками.

Прочность практически всех пористых сплавов снижается с увеличением пористости, причем это снижение происходит не пропорционально – прочность падает значительно интенсивнее. Это объясняется тем, что в них имеются участки, являющиеся концентраторами напряжений. Кроме того, значительно снижают прочность вещества, покрывающие поверхность пор и добавки необходимые для увеличения вязкости расплава. Напротив, прочность газаров (при равной пористости) сравнительно выше. Причем, в большом диапазоне падение прочности с повышением пористости идет пропорционально, а при небольшом размере пор (до 50 мкм) наблюдается упрочнение материала, по сравнению с монолитом, имеющим тот же химический состав. Кроме того, газары легко поддаются обработке давлением и резанием, что выгодно их отличает от прочих пористых сплавов.

Именно указанные выше преимущества позволяют рекомендовать газары, как материал для изготовления породоразрушающих матриц в проектируемом снаряде.

Включение в состав конструкции (в верхнюю её часть) именно винтового двигателя обусловлено, прежде всего, габаритными параметрами самого двигателя, которые позволяют ему беспрпятственно преодолеть дуги значительной кривизны. Согласно предварительным расчетам, данную модель снаряда можно рекомендовать для бурения горизонтальных участков скважин. Кроме того, выходные характеристики винтового двигателя являются приемлимыми для реализации, заложенного в конструктивное решение матрицы снаряда, механизма разрушения горных пород на забое.

Библиографический список

1. Давиденко А. Н., Игнатов А. А., Вяткин С. С. Некоторые вопросы гидромеханического способа бурения // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2011. – № 14(181) – С. 75 – 78.

2. Пат. 67845 № u201108906 Україна, МПК Е 21 В 7/18. Кулькострумийний прилад / А. О. Ігнатов, С. С. Вяткин. Заявл. 15.07.2011; Опубл. 12.03.2012; Бюл. № 5.

3. Ігнатов А. А., Вяткин С. С. Конструктивне виконання снарядів гідромеханічного буріння // Науч. труды ПолтНТУ. Серія Отраслевоє машиностроєння, будівництво. – 2012. - №2(32) – С. 145 – 152.

4. Пат. 68322 № u201109643 Україна, МПК Е 21 В 7/18. Кулькострумийний прилад / А. О. Ігнатов, С. С. Вяткин. Заявл. 02.08.2011; Опубл. 26.03.2012; Бюл. № 6.

УДК 622.24

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ КЕРНА

Безгинов М.С., студент группы РТ-08, Государственный ВУЗ "НГУ" (Днепропетровск)

Научный руководитель – ассистент Ігнатов А.А.

При бурении скважин с непрерывным выносом керна восходящим потоком возникает необходимость определения такого расхода промывочной жидкости, при котором бы обеспечивалась полная очистка забоя от разрушенной породы и соблюдались заданные условия транспортировки керна по внутреннему каналу двойной бурильной колонны [1].

Закономерности движения твердого тела плохобтекаемой формы (каким и является керн) в восходящем потоке промывочной жидкости в условиях малых зазоров между керном и трубой в настоящее время малоизучены.

В работе [2] рассматриваются вопросы транспортирования частиц горных пород в форме дисков, удлиненных частиц и их осколков. Наиболее полно вопросы транспортирования керна по двойной колонне бурильных труб рассмотрены в работе [3]. В ВИТРе (ныне Всероссийский институт методики и техники разведки) были проведены теоретические и экспериментальные исследования условий подъема керна и характеристик его обтекания при малых зазорах между керном и трубой.

Эксперименты по исследованию движения керна в восходящем потоке промывочной жидкости проводились на натурной 30 – метровой модели двойной бурильной колонны с линейными размерами, позволяющими обеспечить достаточную длину измеряемого участка.

В результате исследований была получена формула (1) для определения относительной скорости керна (относительно жидкости), при допущении, что керн находится в состоянии равновесия, т.е. сумма всех действующих на керн сил равна нулю; движение жидкости и керна установившееся.

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1-F)}{F^2 + C_x K_I^2 \left(\frac{1-F}{1-\tau F}\right)^2 + \frac{\lambda_{kn} \cdot l_k}{d_2}}}, \quad (1)$$

где ρ_k и ρ – плотность зерна и промывочной жидкости соответственно, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; l_k – длина зерна, м; F – отношение площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади зерна F_m ; C_x – коэффициент лобового сопротивления тела, зависящий от формы тела и параметра Рейнольдса; K_I – коэффициент неравномерности скорости потока по его сечению, зависящий от параметра Рейнольдса; τ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние формы тела и стеснения поперечного сечения трубы; λ_{kn} – безразмерный коэффициент сопротивления по длине зерна; d_2 – гидравлический диаметр канала, м.

Приведенная выше формула является достаточно сложной из-за большого количества параметров входящих в нее, кроме того, она непригодна в практических расчетах т.к. требует знания скорости зерна, которую можно определить только опытным путем, а, следовательно, не имеет предсказательной силы [4].

Как известно, вода относится к ньютоновским жидкостям, т.е. жидкостям, подчиняющимся закону вязкости Ньютона. Для таких жидкостей различают два режима течения: ламинарный и турбулентный. При первом режиме течения отдельные струйки жидкости движутся параллельно друг другу, не перемешиваясь. Эпюра скоростей при ламинарном режиме движения представляет собой равнобокую параболу. В центре трубы скорость максимальна, у стенок равна нулю. Второй режим движения протекает с активным смешиванием струй потока.

Безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления λ_{kn} при промывке ньютоновской жидкостью можно рассчитать по формуле Блазиуса:

$$\lambda_{kn} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{kn}}}, \quad (2)$$

где Re_{kn} – безразмерный параметр Рейнольдса, определяющий режим течения ньютоновской жидкости в кольцевом пространстве:

$$Re_{kn} = \frac{V_{kk}(D_e - d_k)}{\nu} \quad (3)$$

где V_{kk} – скорость потока относительно зерна в кольцевом зазоре, м/с; D_e – внутренний диаметр наружных труб, м; ν – кинематический коэффициент вязкости, м²/с.

Формула (2) дает удовлетворительные значения λ_{kn} для чисел Рейнольдса лежащих в диапазоне $1 < Re < 10^5$.

В уравнение (1) входит слагаемое $\frac{\lambda_{kn} \cdot l_k}{d_2}$, определяющее величину гидравлических сопротивлений в кольцевом зазоре «зерно – труба».

В табл. 1 приведены значения отношения площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади зерна F_m для образцов породы, диаметр которых

лежит в пределах $d_k = 0,038 \div 0,042$, что характерно для большинства геологических разрезов, изучаемых с помощью комплексов КГК – 100(300).

Табл.1. Значения отношения площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади керна F_m

F_m	0,0011 3	0,0010 7	0,0010 2	0,0009 6	0,0009 1	0,0008 5	0,0008	0,0008 75	0,0007 1	0,0006 7	0,0006 2
F_0	0,0014										
F	0,807	0,764	0,729	0,686	0,69	0,607	0,571	0,536	0,507	0,479	0,443

На рис. 1 показана полностью схема распределения скоростей в кольцевом пространстве образованном внутренней трубой двойной буровой колонны и керном при движении его в восходящем потоке промывочной жидкости, а также на рис. 2 представлена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ_{kn} от числа Рейнольдса Re_{kn} при граничных зазорах F ($F = 0,807; 0,571$).

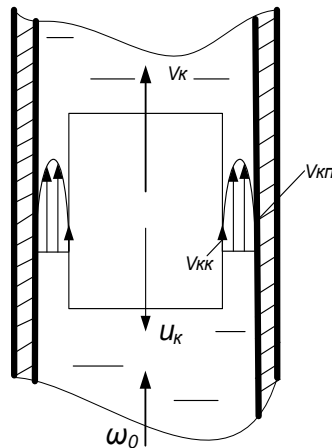


Рис. 1 Схема распределения скоростей при движении керна в восходящем потоке промывочной жидкости

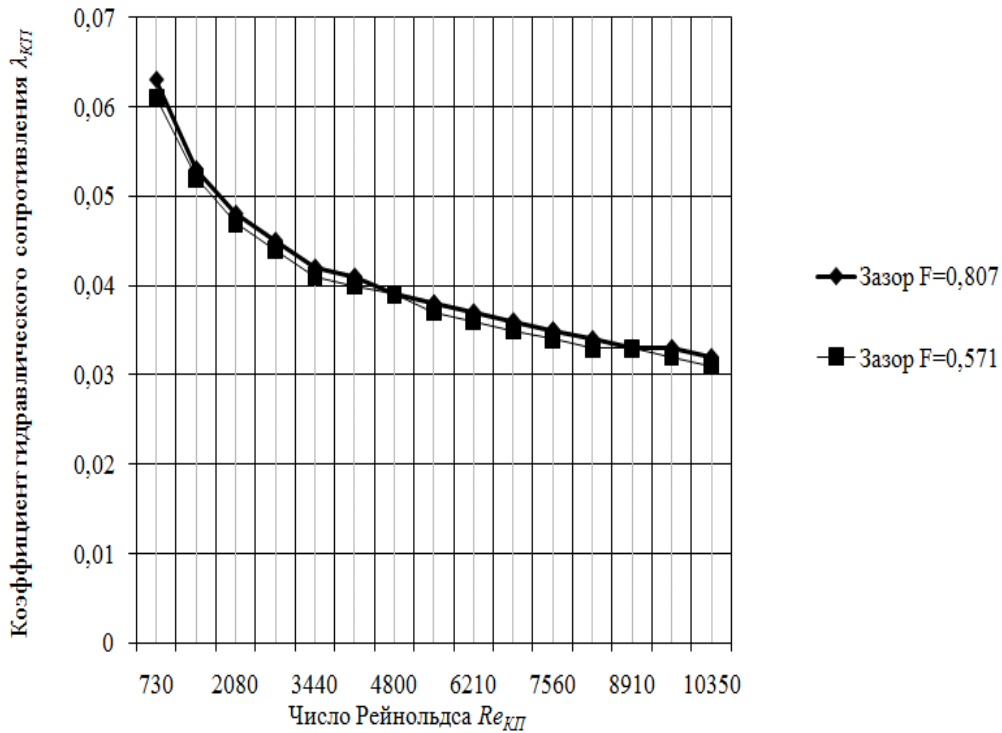


Рис. 2 Зависимость $\lambda_{кп} = f(Re_{кп})$ при $F = 0,807; 0,571$, очистной агент – вода (ньютоновская жидкость)

Расчеты выполнены в широком диапазоне значений относительной скорости керна u_k , скоростей потока в кольцевом канале относительно трубы $V_{кп}$ и скоростей потока в кольцевом канале относительно керна $V_{кк}$.

Как видно из графика (рис. 2) значения и изменение величины коэффициента гидравлического сопротивления кольцевого пространства «кern – труба» при изменении зазора F незначительны и при больших числах Рейнольдса величина его становится практически постоянной.

В табл. 2 приведены результаты расчёта относительной скорости керна u_k с учётом различных параметров.

Табл. 2. Относительные скорости керна u_k с учётом разных параметров, определяющих перепад давления на транспортировку образцов породы

Величина зазора F	Учитываемый параметр в уравнении определения относительной скорости керна			
	P_L	$P_L + P_K$	$P_L + P_K + P_B$	$P_L + P_K + P_B + P_{BX}$
0,807	0,22	0,20	0,20	0,19
0,764	0,31	0,28	0,28	0,27
0,729	0,38	0,35	0,34	0,33
0,686	0,47	0,44	0,43	0,41
0,65	0,55	0,54	0,49	0,47
0,607	0,64	0,59	0,57	0,56
0,571	0,71	0,66	0,64	0,62

Расчёты выполнены при условии, что $\rho_k = 2500 \text{ кг/м}^3$ (такая плотность характерна для большинства образцов, слагающих толщи осадочных и метаморфических пород – в подавляющем большинстве случаев перебуриваемых комплексами КГК).

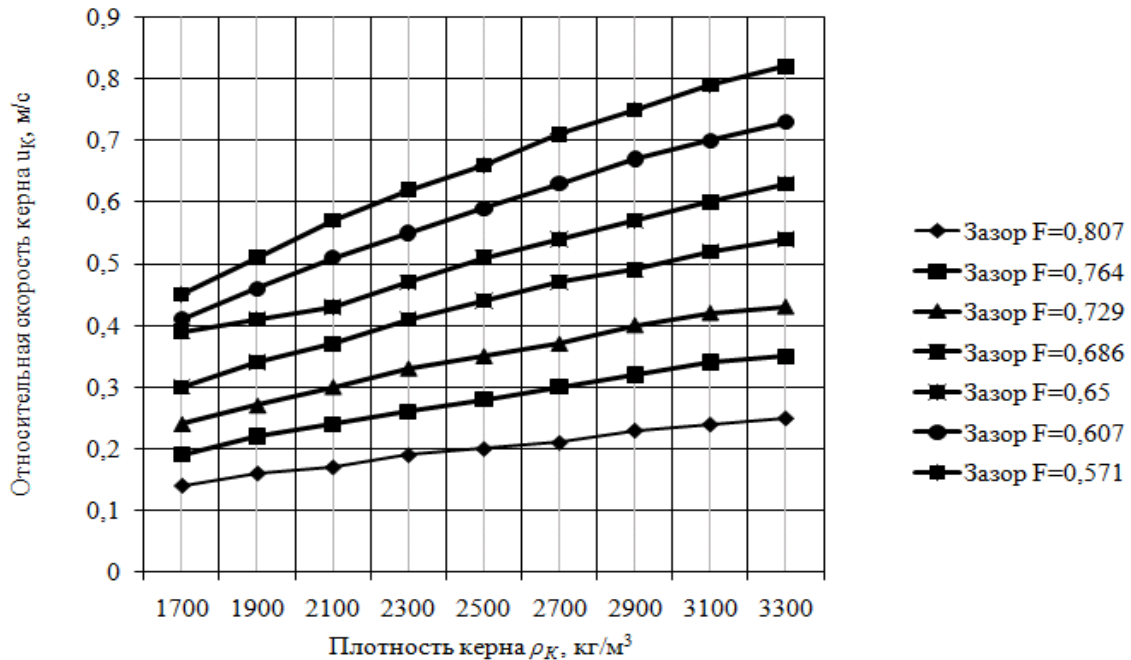


Рис. 3. Зависимость $u_k = f(\rho_k)$ при $F = 0.807 \div 0,571$, очистной агент – вода

Рассматривая данные табл. 2, можно сделать вывод, что существенное влияние на относительную скорость керна оказывают только силы лобового сопротивления и гидравлического сопротивления на выходе потока из кольцевого зазора «кern – труба».

Следовательно, уравнение (1) можно представить в виде:

$$u_{\hat{e}} = \sqrt{\frac{\rho_{\hat{e}} - \rho}{\rho} - 2gl_{\hat{e}} \frac{(1-F)^2}{C_x K_1^2 \left(\frac{1-F}{1-\tau F}\right)^2 + F^2}} \quad (4)$$

Указанная формула справедлива, когда длина керна не превышает 0,2 м, что обеспечивается конструкцией кернолома.

Известно, что в формулу определения относительной скорости керна при циркуляции ньютоновской жидкости (1, 4) входит составляющая ρ_k – плотность керна. Характер влияния плотности керна на его относительную скорость показан на рис. 3.

Анализируя графические данные (рис. 3) можно сделать вывод, что относительная скорость керна u_k возрастает как с увеличением плотности керна при постоянном F (отношении площади сечения потока в трубе F_0 к миделевой площади керна F_m), так и при постоянной плотности с увеличением зазора

«кern – труба», причем интенсивность нарастания u_k в большей мере определяется именно увеличением зазора между kernом и внутренней трубой.

Библиографический список

1. Игнатов А. А. О движении kernа в потоке жидкости при его гидротранспорте // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины – Вып. 15. 2012. – С. 159 – 163.
2. Бородацкий И.Г. О транспортировании восходящим вертикальным потоком жидкости дробленого kernа трещиноватых и слоистых пород // Труды Сев. Кавказского гос. НИИ нефтяной промышленности. Вып. 31. – Грозный, 1974. – С.18 – 24.
3. Глухов В.И., Кукес А.И., Петров А.А. Движение kernа в восходящем потоке промывочной жидкости // Совершенствование и внедрение технологии промывки и тампонирования скважин в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера: Сб. научных трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Л.: ВИТР, 1987. – С. 57 – 65.
4. Давиденко А.Н., Игнатов А. А. Прямая и обратная схемы очистки при бурении скважин. - Д.: Национальный горный университет, 2012. - 101 с.

УДК 622.248

ПРИСТРІЙ ДЛЯ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ БУРОВОГО СНАРЯДА

Мартин В.Й., група БС-09

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Науковий керівник – к.т.н., доцент Каракозов А.А.

На кафедрі технології і техніки геологорозвідувальних робіт ДонНТУ за участю автора була розроблена нова схема пристрою для ліквідації прихватів бурового снаряда [1].

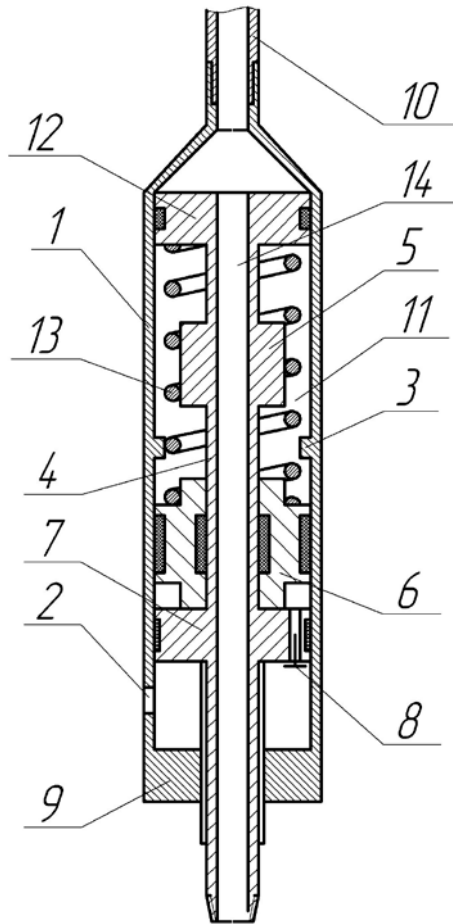


Рис. 1 – Схема пристрою для ліквідації прихватів бурового снаряду.

Пристрій складається з корпусу 1 з радіальними отворами 2 і уступом 3 на внутрішній поверхні, концентрично встановленого порожнистого штока 4 з ковадлом 5 та поршня-бойка 6, розташованого в кільцевому просторі між корпусом 1 і штоком 4 нижче ковадла 5 на жорстко з'єднаній зі штоком 4 перегородці 7 зі зворотним клапаном 8. В нижній частині корпусу 1 виконаний перехідник 9, який має шліцьове з'єднання з нижньою частиною штока 4 для передачі обертального моменту від бурильних труб 10 на шток 4. Порожнина над поршнем-бойком 6 виконана у вигляді камери 11 низького тиску, ізольованої від простору колони бурильних труб 10 за допомогою поршня 12, встановленого вільно відносно корпусу 1 і жорстко з'єданого з ковадлом 5. Камера 11 низького тиску заповнена повітрям або газом і в ній розміщений пружний елемент – пружина 13. Порожнина штока 4 і простір усередині колони бурильних труб 10 з'єднані каналом 14 в поршні 12.

Пристрій працює таким чином.

Він включається до складу бурового снаряду і встановлюється над колонковим набором (не показаний), який є найуразливішою частиною снаряду з погляду виникнення прихвата. При бурінні обертальний момент передається від колони бурильних труб 10 на шток 4 за рахунок перехідника 9, що має шліцьове з'єднання з нижньою частиною штока 4, а осьове навантаження передається на вибій за рахунок взаємодії верхньої частини корпусу 1 з поршнем 12. Промивальна рідина проходить в колонковий набір через канал 14 і порожнину штока 4.

У разі виникнення прихвата колонкового набору (не показаний) корпус 1 піднімається за допомогою бурильних труб 10 до з'єднання радіальних отворів 2 з порожниною корпусу 1 між поршнем-бойком 6 і перегородкою 7. За рахунок того, що тиск під поршнем-бойком 6, який дорівнює гідростатичному тиску стовпа промивальної рідини в свердловині, значно перевищує тиск повітря в камері 11 низького тиску (рівний атмосферному), то рідина зі свердловини перетікає під поршень-бойком 6 і переміщає його вгору. Поршень-бойок 6 рухається вгору, стискаючи пружину 13 і повітря в камері 11 низького тиску, і наносить удар по ковадлу 5, який через шток 4 передається на прихвачений колонковий набір. При цьому кінцева швидкість поршня-бойка 6, а, отже, і енергія

удару регулюються підбором жорсткості пружини 13 виходячи з міцності елементів пристрою і різьбових з'єднань.

Для повернення пристрою в первинне положення колона бурильних труб 10 подається вниз або під дією власної ваги, або під дією механізму подачі. При цьому корпус 1 рухається вниз і уступом 3, який контактує з поршнем-бойком 6, переміщає його вниз. При цьому рідина з-під поршня-бойка 6 витісняється в свердловину через зворотний клапан 8 і отвори 2, які на той момент займають положення нижче перегородки 7. При цьому пружина 13 повертається в початкове положення. Далі цикл роботи повторюється.

Застосування запропонованого пристрою дозволяє наносити удари при виникненні аварії в свердловині без проведення додаткових підготовчих операцій за рахунок постійного підтримання низького тиску в порожнині над поршнем-бойком.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Пристрій для ліквідації прихватів бурового снаряда: Патент України на корисну модель №77821, МПК E21B 31/113 / Каракозов А.А., Русанов В.А., Парфенюк С.М., Сагайдак І.Д., Мартин В.Й. – Опубл. 25.02.13, Бюл. №4.

УДК 622.24

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО БУРОВОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ БУРЕНИЯ ИЗ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Петраков А.Е., студент гр. БС-09, ДонНТУ, г. Донецк
Научный руководитель – доцент, к.т.н. Юшков И.А.

Буровой снаряд, предназначенный для ориентирования и бурения восстающих дегазационных скважин плоско- и пространственно-искривленного типа, разрабатывается в ДонНТУ. Он включает в себя ориентирующий и отклоняющий блок (рис. 1). В основе ориентирующего блока использована принципиальная система гидравлического шарикового ориентатора, обеспечивающая передачу гидравлического сигнала о выходе отклоняющих элементов снаряда на требуемый угол установки. Наличие шарикового ориентирующего узла позволяет исключить использование веса снаряда для разворота корпуса отклонителя под требуемым углом установки, а значит эффективно использовать разработанный снаряд для бурения как наклонных, так и горизонтальных и восстающих скважин.

Отклоняющая система комплекса представляет собой усовершенствованный отклонитель с гидромеханическим распором спроектированный на основе отклонителя ОНДГ-93МР конструкции ДПИ и ПО «Укруглегеология».

Распорный блок состоит из корпуса камеры 9 с ползуном 6, выходящим за габариты корпуса под действием расширяющейся резиновой камеры 7, охватывающей вал - трубу 10. В теле трубы выполнено отверстие «а», сообщающе-

еся с внутренней полостью резиновой камеры. Концы резиновой камеры 7 закреплены в корпусе 9 с помощью конусов 8. Ползун 6 снабжен набором роликов 14, которые при выдвигении ползуна контактируют со стенкой, удерживая корпус отклонителя от поворота. Предельный выход ползуна ограничен упорами, закрепленными на корпусе камеры с помощью винтов и свободно расположенными в пазах ползуна.

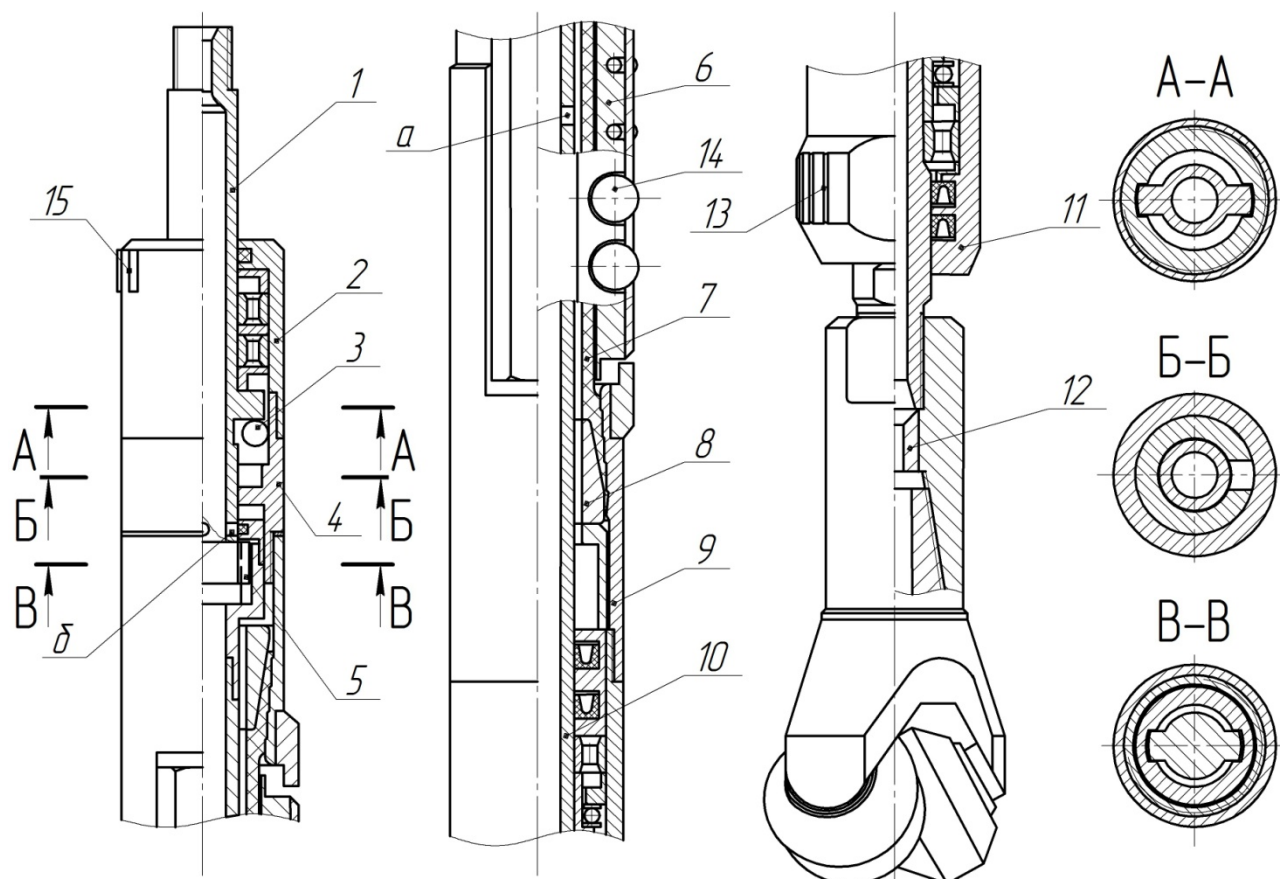


Рис. 1. Буровой снаряд направленного бурения

К корпусу камеры присоединен корпус подшипников 11, с установленным в нем блоком упорных шарикоподшипников и радиальных роликоподшипников. Для предотвращения утечек промывочной жидкости в корпусе 11 установлены манжеты. Поверхность корпуса 11 выполнена в виде эксцентричной втулки. Наружная поверхность корпусов 2 и 11 армирована сменными твердосплавными вставками 13 и 15, выполняющими функцию опорных элементов и регулируемыми интенсивность искривления скважины.

К верхней части корпуса отклонителя на резьбе присоединен ориентирующий ниппель 4. К ниппелю 4 присоединен корпус 2, внутри которого размещены два радиальных шарикоподшипника, разделенных между собой распорным кольцом. Защита подшипников от воздействия промывочной жидкости и частиц шлама осуществляется уплотнительным резиновым кольцом. Внутренняя часть ориентирующего ниппеля имеет пазы для сопряжения с валом отклонителя. В

нижней части ниппеля выполнен паз, предназначенный для размещения ориентирующего шара 3 при ориентировании корпуса отклонителя.

Через корпус 2 и ориентирующий ниппель 4 проходит верхний вал 1. На нем расположен блокировочный шпоночный узел, сопрягаемый с пазами ориентирующего ниппеля.

В нижней части верхнего вала размещен шпоночный разъем 5, предназначенный для компенсации смещения вала при ориентировании. Вал снабжен отверстиями «б» для прохода промывочной жидкости, которые предназначены для сигнализации об окончании процесса ориентирования.

В кольцевой полости, образованной внутренней поверхностью ниппеля 4 и расточкой верхнего вала 1 под шпоночным участком вала, размещен ориентирующий шар 3, свободно перекатывающийся в исходном положении под действием силы тяжести.

Разрабатываемый буровой комплекс работает следующим образом. Процесс ориентирования отклонителя заключается в следующем. Выполняют подтягивание вала за колонну бурильных труб. При этом верхний вал 1 получает возможность небольшого смещения вверх по шпоночному разьему ниппеля 4. Это освобождает шар 3, который перекатывается по кольцевой полости, занимая положение, соответствующее нижней образующей апсидальной плоскости скважины. Опускают (досылают) снаряд до забоя, включают подачу промывочной жидкости и начинают медленное проворачивание корпуса снаряда через колонну бурильных труб. При этом осуществляют периодическое подтягивание и опускание верхнего вала 1 (при ориентировании в горизонтальных и восстающих скважинах осуществляется периодическая досылка и извлечение верхнего вала). Корпус проворачивается благодаря шпоночному сопряжению с валом. В тот момент, когда положение паза совпадет с нижней образующей апсидальной плоскости скважины, ориентирующий шар 3 переместится в паз ниппеля 4. Благодаря этому вал 1 сместится вниз по корпусу отклонителя, разъединится шпоночное соединение вала и корпуса, сместится вниз нижний шпоночный разъем, тем самым открыв боковые отверстия «б» вала, и промывочная жидкость получит возможность выхода. Давление в подводящей линии резко снизится, что даст гидравлический сигнал о завершении ориентирования, отмечаемый по манометру.

Благодаря наличию дросселирующей втулки 12, во внутренней полости вала 10 создается повышенное давление, что приводит к расширению резиновой камеры 7 и выдвигению ползуна 6 до упора его роликов 14 в стенку скважины. Корпуса 2 и 11, упираясь в противоположную стенку скважины твердосплавными вставками 13 и 15 на эксцентричных выступах, обеспечивают заданный перекося оси снаряда.

Преимуществом гидромеханической системы распора по сравнению с механической является отсутствие осевых перемещений элементов корпуса снаряда, поскольку выдвигание ползуна осуществляется только за счет давления рабочей жидкости.

Размер твердосплавных вставок на эксцентричных выступах корпуса позволяет регулировать интенсивность искривления.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДВОЙНОГО ВОДОСТРУЙНОГО НАСОСА ДЛЯ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИНЫ

*Виноградова М.О., студентка гр.БСм-11, ДонНТУ
Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Для подъема жидкости из скважин при эксплуатации целевого водоносного горизонта широко применяются насосы центробежного типа с погружным электродвигателем. Однако, при их эксплуатации выдвигаются жесткие требования к содержанию механических примесей в откачиваемой жидкости. Поэтому на практике предварительная откачка жидкости, как правило, выполняется эрлифтом или водоструйным насосом, а уже эксплуатационная – установкой с погружным центробежным насосом. Такой подход требует наличия нескольких откачных средств и дополнительные трудозатраты по их монтажу и демонтажу. При небольшом дебите скважины целесообразнее на обоих этапах освоения водоносного горизонта применить одно и то же средство – водоструйную насосную установку. Для условий большого динамического уровня перспективно применение водоструйного насоса с двумя струйными аппаратами.

Для того, чтобы прогнозировать технологические параметры работы насоса необходимо оценить, в каком количественном соотношении происходит распределение рабочего потока жидкости, закачиваемой поверхностным насосом по двойной колонне труб, между верхним и нижним струйными аппаратами (рис.1):

$$\begin{cases} Q_1 + Q_2 = Q \\ \frac{Q_1}{Q_2} = \sqrt{\frac{S_{02} \cdot l_2}{S_{01} \cdot l_1}} \end{cases} \quad (1)$$

где Q_1 , Q_2 – расход жидкости на участках 0-1 и 0-2, м³/с; Q – подача поверхностного насоса, м³/с; S_{0i} – удельное гидравлическое сопротивление на соответствующем участке (0-1 или 0-2); l_i – длина соответствующего участка, м.

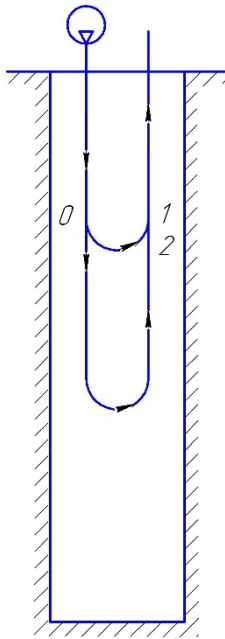


Рисунок 1 – Схема распределения потока жидкости

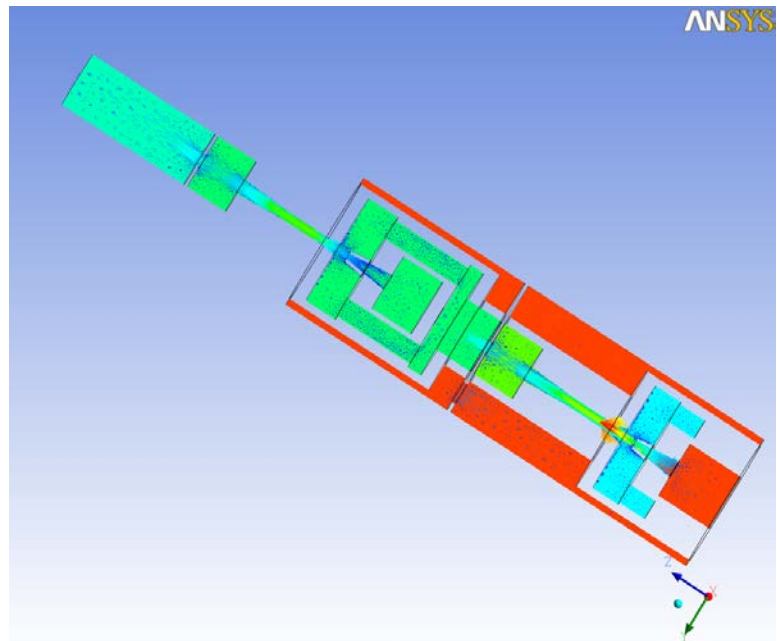


Рисунок 2 – Распределение давления и скоростей движения жидкости (наложение)

Подставляем выражения для определения составляющих системы (1) и получаем уравнение с одним неизвестным Q_2 . Его решение производим численным методом с использованием программы *Mathcad*. Анализ полученных результатов показывает:

1. Количество жидкости Q_2 , идущее на привод нижнего струйного аппарата, составляет 0,34-0,47 от подачи Q поверхностного насоса.
2. Величина Q_2 обратно пропорциональна расстоянию между струйными аппаратами водоструйного насоса.
3. Для конкретного значения расстояния между струйными аппаратами отношение $\frac{Q_2}{Q}$ уменьшается по мере увеличения подачи поверхностного насоса.

Для повышения достоверности результатов проведено математическое моделирование в универсальной программной системе конечно-элементного анализа *ANSYS* (рис.2). Для удобства моделирования сопротивления на пути движения жидкости представлены в виде диафрагм.

Моделирование работы двойного водоструйного насоса выполнялось с учетом изменения расхода рабочего потока жидкости Q , глубины расположения снаряда в скважине H , расстояния между струйными аппаратами h и динамического уровня $H_{дин}$.

На основании полученных в ходе моделирования результатов можно сделать следующие выводы:

1. Минимально допустимое заглубление водоструйного насоса (нижнего струйного аппарата) под динамический уровень, при котором обеспечивается забор жидкости из скважины, составляет 10 м. При этом с увеличением

глубины расположения водоструйного насоса в скважине превышение динамического уровня над «всасом» установки должно возрастать.

2. При работе водоструйного насоса основная нагрузка ложится на нижний струйный аппарат. Он обеспечивает забор жидкости из скважины и ее подъем до уровня верхнего струйного аппарата, который поднимает поданный объем жидкости до уровня поверхности земли. Для обеспечения эффективной работы установки целесообразно распределить рабочий поток между верхним и нижним струйными аппаратами в соотношении 20 и 80 % соответственно.

На основании выполненных теоретических исследований разработана конструкция водоструйного насоса с двумя струйными аппаратами.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ В ПЕСКАХ ФИЛЬТРОВОЙ ВОДОПРИЕМНОЙ ЧАСТИ СКВАЖИНЫ

*Лищук А.В., студентка гр.ТТР-09, ДонНТУ
Научный руководитель – доцент, к.т.н. Рязанов А.Н.*

Для оборудования водоприемной части в мелко- и среднезернистых песках рекомендуется применение гравийных фильтров. Существующие способы создания гравийной обсыпки засыпных фильтров отличаются сложностью реализации, необходимостью наличия специального оборудования, отсутствием гарантии плотной укладки гравия вокруг каркаса фильтра, значительными затратами времени. В ряде случаев возможно засорение гравийной смеси и прифилтровой зоны породами стенок скважины.

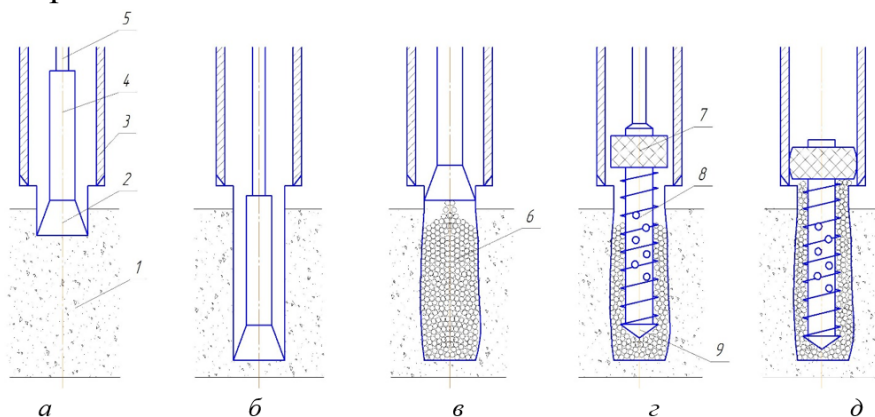


Рисунок 1 – Технологическая схема сооружения гравийного засыпного фильтра: 1 – водоносный песок; 2 – долото; 3 – башмак эксплуатационной колонны обсадных труб; 4 – УБТ; 5 – бурильные трубы; 6 – гравий; 7 – пакер; 8 – фильтр-каркас и отстойник со шнековой ребордой; 9 – забурник

Для устранения указанных недостатков предлагается следующая технологическая схема сооружения гравийного засыпного фильтра в водоносных песках (рис.1). Интервал водоносного горизонта перебуривается с применением

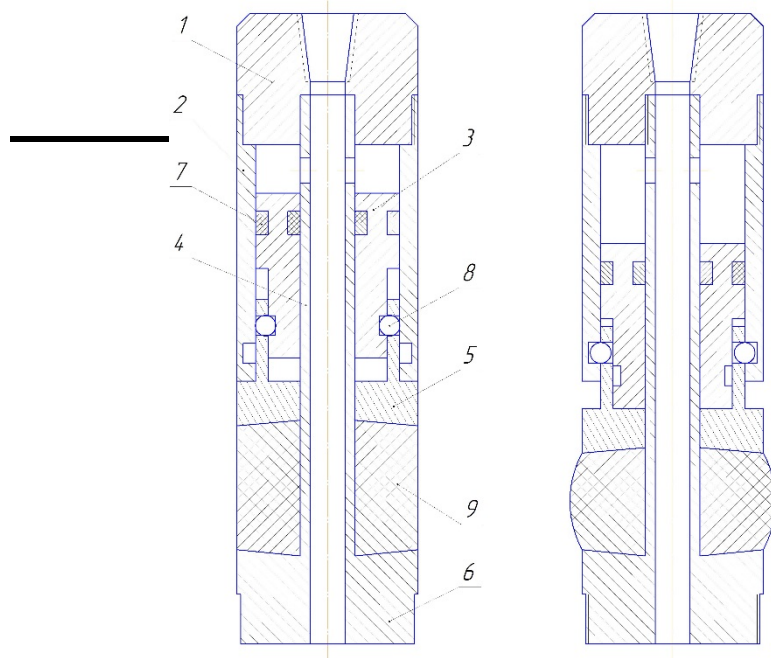


Рисунок 2 – Схема пакера для герметизации межтрубного пространства:

1 – переходник; 2 – корпус; 3 – поршень; 4 – шток; 5 – нажимная втулка; 6 – упорная втулка; 7 – манжеты; 8 – уплотняющий элемент

промывочной жидкости, обеспечивающей устойчивое состояние стенок скважины (а-б). После этого через колонну бурильных труб на забой скважины засыпается гравий в объеме, необходимом для заполнения интервала водоносного горизонта (в). Затем производится подъем бурового снаряда и присоединение к нему через отсоединительный переходник фильтровой колонны. Фильтровая колонна должна включать забурник, трубу-отстойник, фильтр-каркас и пакер. На поверхности трубы-отстойника и фильтра-каркаса располагается

шнековая реборда. Для центрирования по оси скважины возможно применение центрирующих фонарей (на рисунке не показаны). Буровой инструмен опускается в скважину. С определенной осевой нагрузкой и частотой вращения шнековый трубчатый каркас вворачивается в засыпанный на забой гравий (г). По достижению проектной глубины производится разуплотнение пакера и герметизация межтрубного зазора между фильтровой колонной и башмаком эксплуатационной колонны обсадных труб (д).

Под предложенную технологию оборудования фильтровой водоприемной части скважины разработана конструкция пакера, который срабатывает следующим образом (рис.2).

При вворачивании фильтровой колонны в гравий в интервале водоносного горизонта скважины вращение через колонну бурильных труб, отсоединительный переходник передается на переходник 1 пакера, через шток 4 на упорную втулку 6 и далее на каркас фильтра и забурник. После вворачивания фильтровой колонны в гравий для распаковки уплотняющего элемента 9 поверхностным буровым насосом создается давление в буровом снаряде и надпоршневой полости устройства. Под действием давления поршень 3, соединенный шариковым замком 8 с нажимной втулкой 5, перемещается вниз относительно корпуса 2, сжимая уплотняющий элемент 9. Резиновое уплотнение 9 сдавливается и разуплотняется, перекрывая кольцевой зазор между фильтровой колонной и башмаком эксплуатационной колонны. В конце хода шарики замка 8 переходят во внутреннюю кольцевую проточку корпуса 2, соединяя нажимную втулку 5 с корпусом 2, тем самым фиксируя положение нажимной втулки 5 и разуплотненного пакера.

С учетом предложенной технологии и пакера для герметизации межтрубного пространства выполнена конструкторская проработка фильтровой колонны.

УДК 622.24

ИССЛЕДОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ОТКЛОНИТЕЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО ТИПА

Дудина Е.С., студент группы БСзм-11, ДонНТУ (г.Донецк)

Научный руководитель – доцент, к.т.н. Юшков И.А.

Отклонитель непрерывного действия предназначен для углубления скважины с определенным смещением забоя от имеющегося направления оси ствола, что в итоге выражается образованием плавного и направленного изгиба скважины в требуемой плоскости пространства. Отклонитель представляет собой забойный механизм, обеспечивающий передачу породоразрушающему инструменту осевого, крутящего и смещающего или отклоняющего усилий.

Невращающаяся часть отклонителя является направляющим устройством и снабжена распором, причем направляющая часть и распор поступательно перемещаются в процессе углубки скважины. Конструктивная схема с шарниром над корпусом является более простой, но не может обеспечить малый радиус кривизны скважины.

Рассматривая треугольник OAB на расчетной схеме (рис. 1), можно определить радиус R кривизны скважины:

$$R = \frac{L^2}{D - d},$$

где L - общая длина снаряда; D - диаметр породоразрушающего инструмента (долота); d - максимальный диаметр корпуса по распору.

Для анализа конструктивных соотношений отклонителя непрерывного действия построим графическую зависимость вида $R = f(L)$. На рис. 2 нанесены кривые, построенные для возможных различных соотношений $\delta = D - d$. На графике также отмечена область ограничения, связанная с невозможностью искривления скважины по малому диаметру $R \leq 200$ м. Ограничение касается безаварийной работы колонны буровых труб.

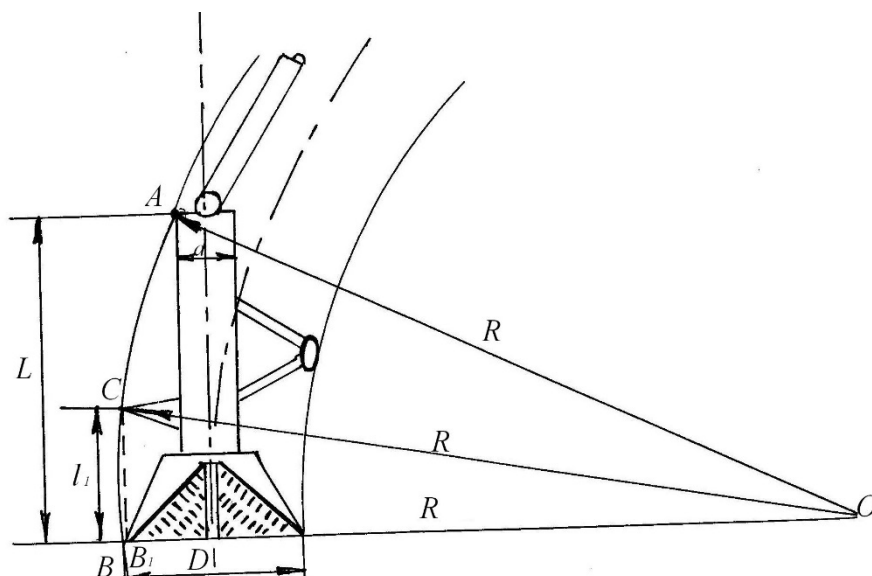


Рисунок 1 - Схема к расчету основных габаритных соотношений отклонителя

График показывает, что длина отклонителя зависит от соотношения диаметра бурения и диаметра корпуса снаряда. Для формирования радиуса $R > 200$ м длина должна составлять не менее 1,8 м для диаметра бурения 93 мм и диаметра корпуса отклонителя 73 мм; не менее 1,9 м для диаметра бурения 76 мм и диаметра корпуса отклонителя 57 мм; не менее 2,0 м для диаметра бурения 59 мм и диаметра корпуса 42 мм.

При малой разнице диаметра бурения и диаметра корпуса (76 мм и 73 мм) будет формироваться радиус кривизны скважины, существенно больший требуемого. Так при длине отклонителя 1,5 м радиус составляет 750 м, а при длине 2 м – уже 1333 м.

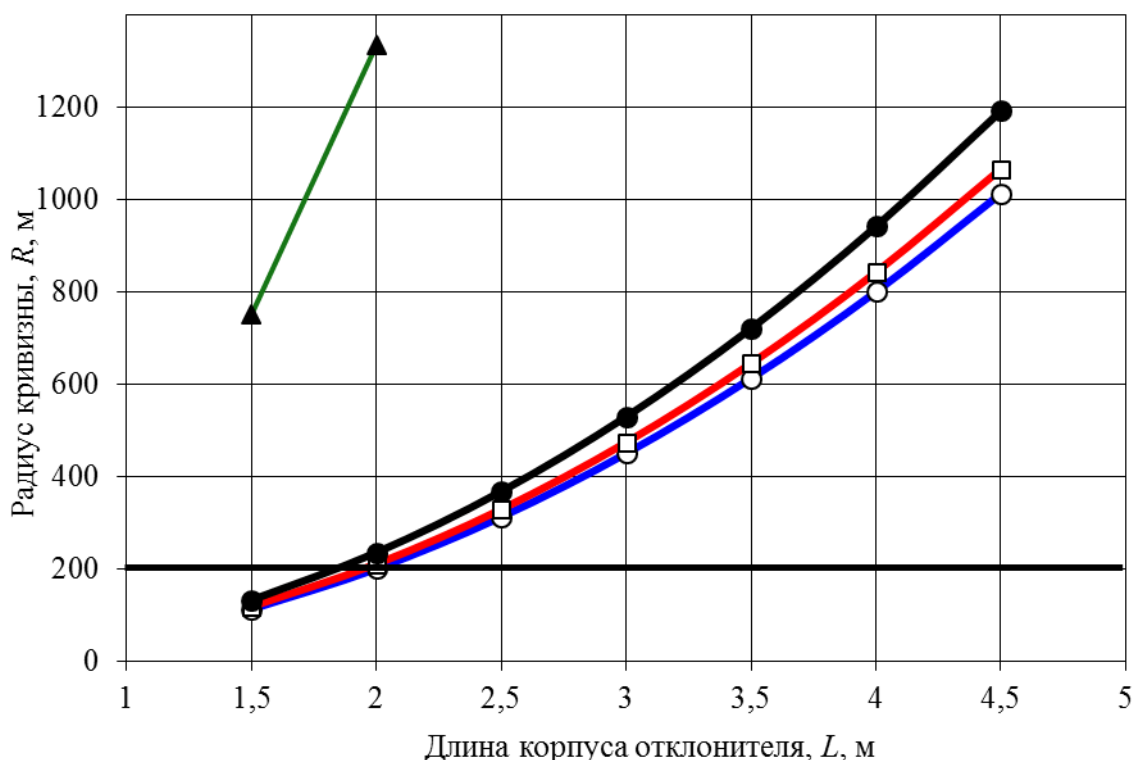


Рисунок 2 - График взаимосвязи радиуса кривизны скважины и геометрических параметров отклонителя: ○ - диаметр скважины 93 мм, диаметр корпуса 73мм; □ - диаметр скважины 76 мм, диаметр корпуса 57мм; ● - диаметр скважины 59 мм, диаметр корпуса 42мм; ▲ – диаметр скважины 76 мм, диаметр корпуса 73 мм

Таким образом, для искривления с малыми радиусами 200-400 м требуется значительная разница диаметров долота и верхней опоры и небольшая длина снаряда.

УДК 622.24

ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ К ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

Игнатенко Д.Ю., студент группы ГРгрС-11-1, Государственный ВУЗ "НГУ"
(Днепропетровск)

Научный руководитель – ассистент Игнатов А.А.

Процесс цементирования скважин вследствие многочисленности факторов, в конечном итоге влияющих на его результаты, динамичности и малодоступности для непосредственного наблюдения и изучения явлений ему сопутствующих, относится к числу наиболее сложных с точки зрения теоретического и даже лабораторного исследований. Указанные обстоятельства относятся в полной мере и к этапу подготовки ствола скважины, предшествующему цементировочным работам. В то же время, при проведении крепления скважин, нередко упускают из вида, что подготовительные работы в высшей степени определяют качественную сторону результатов тампонирувания. Тому есть группа как субъективных, так и объективных причин. Первая охватывает следующее: ненадлежащее исполнение мероприятий рекомендованных нормами и правилами по строительству скважин; недостаточный контроль за соблюдением технологичности режима отдельных этапов подготовленных работ; неполнота или вовсе отсутствие в комплексе подготовительных работ мер совершенствования очистки ствола скважины. Вторую группу составляют в основном причины геологического (прежде всего наличие кавернозных и желобных зон) и технологического характера (достаточно малая эффективность средств очистки ствола скважины). Большинство исследователей сходятся во мнении, что наибольшее влияние оказывают все же составляющие второй группы, и, в особенности наличие в стволе скважины кавернозных интервалов (глубокие в радиальном направлении уширения), внутри которых происходит накопление обломков разрушенной породы и образование высоковязких малоподвижных глинисто-шламовых паст.

Глинисто-шламовые пасты, находящиеся в кавернах, при поступлении цементного раствора в затрубное пространство активно смешиваются с ним,

результатом чего является резкое падение технологических и технико-экономических показателей операции цементирования обсадных колонн.

В настоящее время 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 основной прием, заключающейся в разрушении глинисто-шламовых паст и их удалении потоком промывочной жидкости [1,2]. Для этих целей, наибольшее распространение получило устройство, включающее корпус и размещенные на нем скребковые элементы, выполненные в виде петель из металлического каната разного диаметра [3]. Повышение качества обработки ствола скважины за счет обеспечения возможности удаления рыхлой корки при вращении устройства и обработки участков скважины, диаметр которых больше номинального, достигается за счет того, что скребковые элементы расположены вдоль оси корпуса и имеют разную жесткость. Важной его характеристикой является следующее: 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 разработана конструкция устройства для обработки кавернозной зоны ствола скважины, в которой сводятся к минимуму указанные недостатки. Конструкция устройства поинтервальной обработки (УПО) ствола скважины содержит цилиндрический корпус и шарнирный механизм [4,5]. В наружной поверхности стенок 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 лубрикаторм (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.

Для дальнейшего обоснования технологических параметров процесса очистки кавернозных зон проектируемым устройством, необходимо получить

адекватную модель взаимодействия рабочего органа УПО, а именно лопастей шарнирного механизма с содержимым каверн. Это можно осуществить рассмотрением качественной стороны работы лопастного двигателя.

Как уже указывалось выше, основным, реализуемым в конструкции устройства УПО принципом, является возбуждение в интервалах каверн вихревых токов жидкости, разрушающих и удаляющих из последних глинисто-шламовые пасты. Однако, для успешного выполнения функций возложенных на УПО, необходимо четко задавать и иметь возможность управлять его выходными параметрами. Для этого представляется целесообразным рассмотрение некоторых структурно-силовых характеристик, возбуждаемых лопастями устройства, потоков.

Вихревая теория базируется на учении о вихрях разработанного Г. Гельмгольцем, и, опубликованного им в 1858г., а также приложения его выводов к аэропланному крылу. Свой стройный вид вихревая теория приобрела в работах Н.Е. Жуковского, Л. Прандтля, А. Бетца.

Согласно представлениям Г. Гельмгольца, с точки зрения физики, вихрь можно охарактеризовать как вращение около общей оси ограниченной совокупности жидких частиц, причем ось вращения может быть неподвижной или перемещающейся, прямолинейной или изогнутой, сохраняющей свою форму или деформирующейся. Кроме того, количественно вихрь определяет величину скорости вращения жидкой частицы, находящейся в рассматриваемом месте среды.

В теоретическом отношении лопастной двигатель УПО представляет собой, с некоторыми допущениями, решетку, состоящую из ряда крыльев, со свободным одним концом, и закрепленным на ступице вторым.

Вихри, зарождающиеся вследствие вращательного и аксиального движения лопастей в вязкой жидкости, на основании принципа сохранения вихрей по теории Г. Гельмгольца, не могут окончиться ни у свободной части лопасти, ни у ступицы. Присоединенный вихрь, достигая конца лопасти, распространяется затем в жидкости в виде свободного вихря, располагаясь по линии движения кромки лопасти, т.е. образует в потоке винтовую линию. Для упрощения расчетов, считается возможным, при исследовании скоростного поля вихрей, ограничиваться лишь нахождением средних скоростей потока, вызываемых системой вихрей. Важным фактом действия лопастей является также возникновение в потоке упорного давления.

В конечном итоге, результатом образования и воздействия силовых характеристик потока, является их способность производить работу по дезагрегации кавернозных накоплений.

Следовательно, используя элементы вихревой теории можно вести расчет лопастного двигателя, выходные параметра которого должны коррелироваться с определенными физико-механическими свойствами глинисто-шламовых паст.

Библиографический список

1. Ігнатов 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. 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.
4. Пат. 36329 Україна, МПК Е 21 В 37/00. Пристрій для обробки стовбура свердловини / Давиденко О.М., Ігнатов А.О., Яцик В.В. № u200805242; Заявлено 22.04.2008; Опубл. 27.10.2008; Бюл. № 20. – 2 с.
5. Пат. 90541 Україна, МПК Е 21 В 37/02. Пристрій для обробки стовбура свердловини / Давиденко О.М., Ігнатов А.О., Яцик В.В. № u200805093; Заявлено 21.04.2008; Опубл. 26.10.2009; Бюл. № 20. – 2 с.

УДК 622.24

КОЛОНКОВЫЙ СНАРЯД

Титенок Н.И., группа БСм-12

ГВУЗ «Донецкий национальный технический университет»

Научный руководитель – к.т.н., доцент Каракозов А.А.

В ДонНТУ при участии автора проведены исследования колонкового снаряда [1] для отбора проб грунтов в мягких нескальных отложениях.

Колонковый снаряд работает следующим образом. Он спускается в скважину на колонне бурильных труб, к которой присоединяется переходником 1. При контакте башмака 30 и забоя скважины спуск заканчивается.

Перед началом отбора пробы для очистки забоя скважины от осыпавшейся породы в бурильную колонну подается жидкость (рис. 2а). Она по каналам 12 и 8 поступает в распределительную камеру 2, далее по каналу 16, кольцевому зазору между кожухом 3 и корпусом 4, каналу 24 в верхней наковальне 6, попадает в полость корпуса 5 ударного узла, откуда по кольцевому зазору между кольцевым клапаном 26 и седлом 27 через отверстия 28 в переходнике 20 подаётся в кольцевой зазор между стенками скважины и пробоотборником.

При подъеме снаряда над забоем (рис. 2б) кольцевой клапан 26 опускается в седло 27, в результате чего возрастает давление над поршнем 25, который, сжимая пружину, открывает канал 22 для прохода жидкости в колонковую трубу 23. Жидкость через кернорватель 31 и башмак 30 поступает на забой скважины, размывая осыпавшуюся породу.

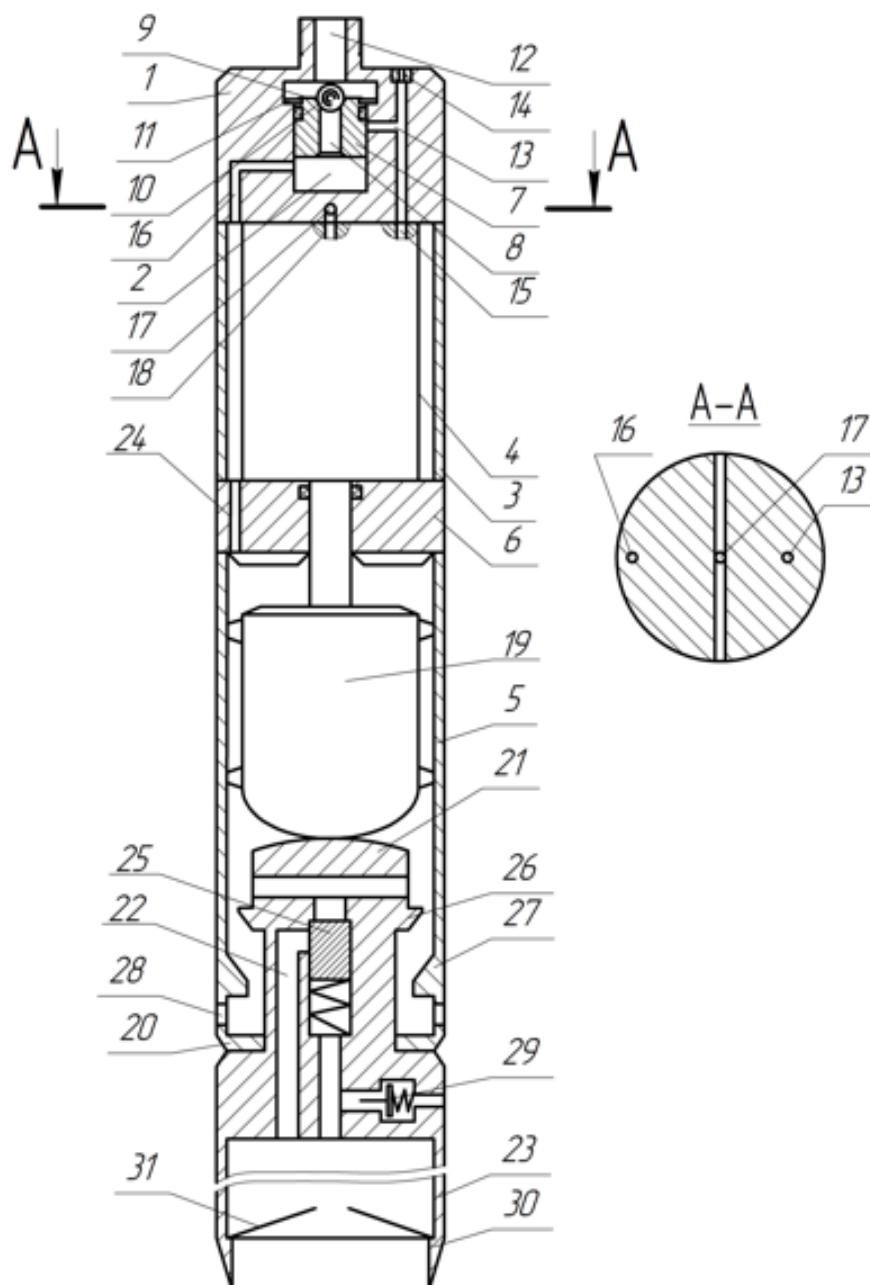


Рис. 1 – Колонковый снаряд:

1 - переходник 2 - распределительная камера, 3 - кожух, 4 - корпус гидроударника, 5 - корпус ударного узла, 6 - верхняя наковальня, 7 - золотниковая втулка, 8 - осевой канал, 9 - седло для пускового клапана, 10 - пусковой клапан, 11 - штифты, 12, 13, 16, 17, 22, 24 - каналы, 14 - дроссельная втулка, 15 - входная полость гидроударника, 18 - выпускная полость гидроударника, 19 - боек, 20 - переходник, 21 - наковальня, 23 - колонковая труба, 25 - подпружиненный поршень, 26 - кольцевой клапан, 27 - седло кольцевого клапана, 28 - отверстия, 29 - подпружиненный обратный клапан, 30 - башмак; 31 – кернорватель.

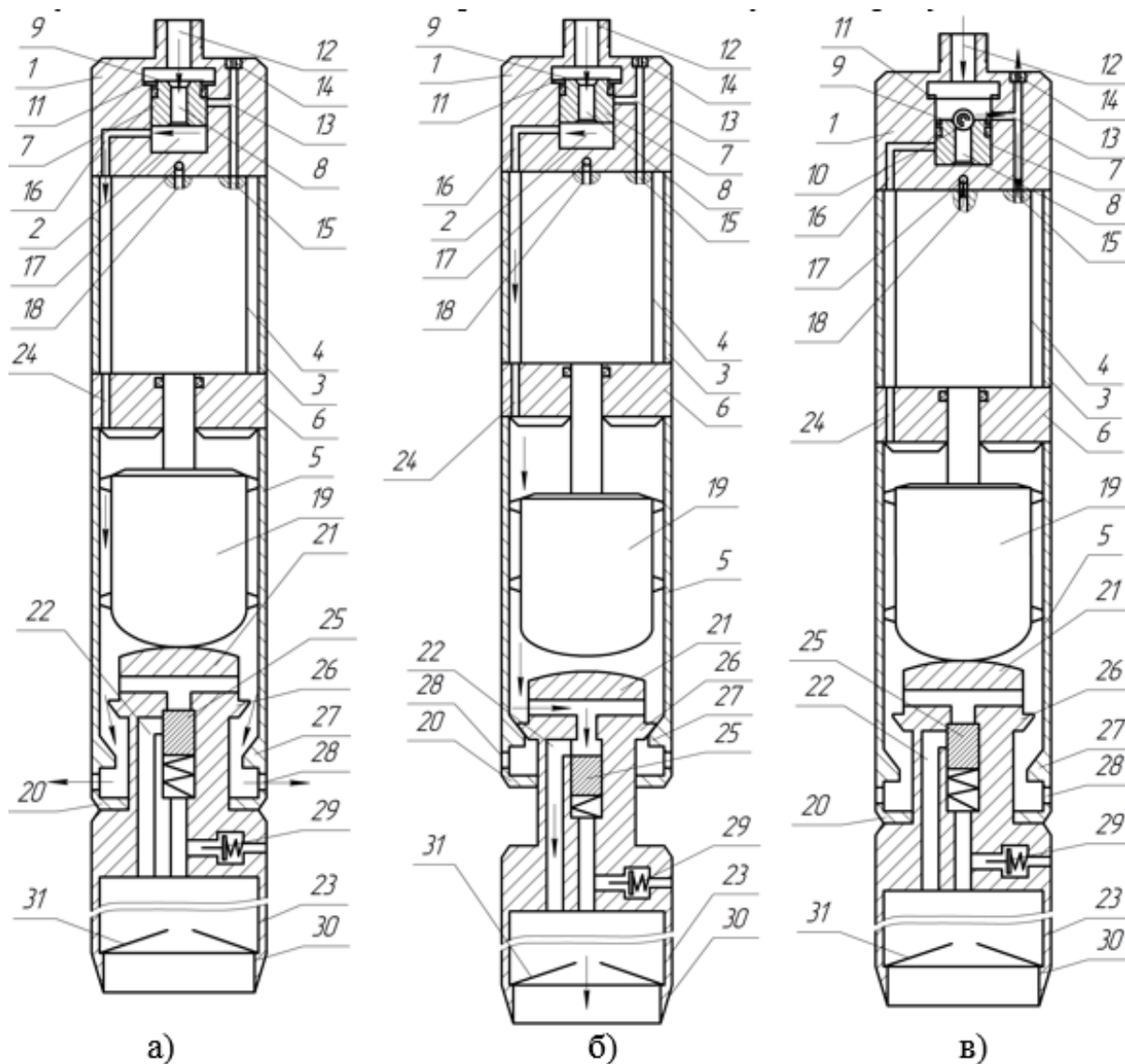


Рис. 2 – Колонковый снаряд в рабочем положении:

- а) при установке снаряда на забой скважины; б) при размыве забоя скважины при подъеме снаряда над забоем; в) при работе гидроударника.

Для отбора пробы (рис. 2в) снаряд опускают на забой скважины. В колонну бурильных труб сбрасывается пусковой клапан 10 (шарик), который садится в седло 9 и перекрывает осевой канал 8 золотниковой втулки 7. Давление в распределительной камере 2 переходника 1 повышается, штифты 11 срезаются, золотниковая втулка 7 перемещается в крайнее нижнее положение. При этом канал 16 перекрывается боковой поверхностью золотниковой втулки 7, а канал 13 открывается. Таким образом, полость корпуса 5 отделяется от источника давления, и жидкость поступает во входную полость 15 гидроударника. В процессе работы гидроударника боёк 19 совершает возвратно-поступательное движение, нанося удары по наковальне 21 и верхней наковальне 6, а жидкость из выпускной полости 18 гидроударника выходит в скважину через канал 17.

Под действием ударов по наковальне 21 колонковая труба 23 углубляется в грунт, поступающий в её полость, отжимая в стороны лепестки кернорватель 31. Жидкость из полости колонковой трубы 23 вытесняется в скважину через

обратный клапан 29. При ударе вверх по верхней наковальне колонковая труба не воспринимает ударных нагрузок. Поэтому даже при подъеме гидроударника над забоем колонковая труба не теряет контакта с забоем, что положительно влияет на качество керна. За счет того, что удары вниз воспринимает только колонковая труба с наковальней, а не весь колонковый снаряд, также повышается углубка за один удар и как следствие – механическая скорость бурения.

После окончания рейса подачу жидкости в колонковый снаряд прекращают. Бурильную колонну поднимают, извлекая колонковую трубу 23 с башмаком 30. При этом кернорватель 31 удерживает в колонковой трубе 23 отобранную пробу.

Для различных компоновок этого снаряда с бурильной колонной получены зависимости механической скорости бурения для условий геотехнических скважин на шельфе Чёрного моря.

ПЕРЧЕНЬ ССЫЛОК

1. Колонковый снаряд: Патент України на корисну модель №75819, МПК E21B 21/00, 25/00 / Каракозов А.А., Рязанов А.М., Калиниченко О.И., Зыбинский П.В., Парфенюк С.М. – Опубл 10.12.12, Бюл. №23.

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН З ВИКОРИСТАННЯМ ЖЕЛАТИНУ

Скрипка Є.В. група РТ-08-1м

**ДВНЗ «Національний гірничий університет», м. Дніпропетровськ
Науковий керівник – професор А.О. Кожевников**

При бурінні свердловин різних за призначенням для винесення зруйнованої породи від вибою до устя і до очисних систем використовуються промивальні рідини, які бувають різні за складом і призначені для різних умов буріння.

В наш час досить популярними у використанні стали промивальні рідини з використанням в складі різного роду полімерів. В бурінні найчастіше використовують полімери таких типів: крохмал, поліакриламід, гіпан, метас, К-4, К-9 і т. д.

Полімерний розчин як промивальна рідина представляє собою слабо концентрований розчин полімеру в воді, який не маючи чітко вираженої поверхні розділу між компонентами, володіє рядом властивостей, які притаманні колоїдним системам. Забезпечуючи стійкість стінок свердловини, складених глинистими і глиновміщуючими породами, такі розчини володіють і рядом інших корисних властивостей: підвищують швидкість буріння, зберігають колекторські властивості проникних гірських порід, знижують гідравлічні опори, діють як

рідини для змазування, мають декілька підвищену несучу здібність в порівнянні з водою.

Полімерні розчини використовуються як інгібіруючі, але частіше їх використовують в якості малов'язкої структурної основи інших промивальних рідин. Інші позитивні властивості полімерних розчинів обумовлюють їх застосування в якості цвілевих добавок в інші промивальні рідини.

На кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Національного гірничого університету під керівництвом професора Кожевникова А. О. було запропоновано розробити промивальну рідину на основі природного полімеру желатину, який в наш час використовується здебільшого в харчовій промисловості і володіє властивостями не гіршими, ніж в інших полімерів.

Желатин - продукт переробки колагену, поширеної в природі білкової речовини, що утворює головну складову частину сполучної тканини хребетних, особливо в шкірі, осей кісток і в сухожиллях. За амінокислотним і елементарному складу желатин близький до колагену. Найголовніші кислоти: гліцин (близько 27%), пролін (близько 16%), окипролін (близько 14%), глутамінова кислота (близько 12%), аргінін (близько 9%), лізин (близько 5%).

Елементарний склад желатину: 48,7 - 51,5% С; 6,5 - 7,2% Н; 17,5 - 18,8% N, 24,2 - 26,8% O; 0,3 - 0,7% S. У желатині близько 15% води і близько 1% золи. Кращі сорти желатину слабо забарвлені в жовтий колір, щільність 1,3 - 1,4 г/см³.

Желатин, отриманий по «лужному» способу, має ізоелектричну точку при рН 4,8 - 5,1, а отриманий по «кислотному» способу - при рН близько 9. Желатин набухає у воді і при нагріванні розчиняється; при охолодженні розчин желатину утворює холодець (гель), який при нагріванні знову переходить в розчин.

Температура застигання і міцність гелю залежать від концентрації розчину і якості желатину. Основними критеріями якості желатину є в'язкість розчину, міцність гелю, температура його плавлення і застигання, виміряні за певних умов. У концентрованих розчинах деяких речовин (наприклад, роданистого калію, бензолсульфоната натрію та інших) желатин розчиняється на холододу. Ці речовини перешкоджають утворенню гелю. Під дією дубителів желатин втрачає здатність набухати у воді і розчинятися.

Основною сировиною для виробництва желатину служать кістки великої рогатої худоби, відходи шкіряного виробництва (обрізки шкур, міздря) і сухожилля. У Японії для цієї мети застосовують відходи китобійного промислу, які також містять колаген.

Желатин може бути отриманий з шкіри, луски і плавальних міхурів риб. Такий желатин дає слабкий гель (холодець) і використовується тільки як клей.

Експериментальні дослідження даної промивальної рідини ведуться по декільком основним критеріям, таким як: температура промивальної рідини, концентрація желатину в розчині. Дослідження проводяться на приладах, які вико-

ристовуються для лабораторних досліджень промивальних рідин (ареометр АГ-ЗПП, віскозиметр ВП-5 і т. д.).

Температури, при яких проводяться дослідження, складають 5, 10, 20 і 30°C; концентрації в'язучої рідини, які використовуються в дослідженнях складають 1, 2, 3, 4 і 5%. Експериментальні дослідження проводяться як по водним розчинам желатину так і як добавку до глинистого розчину з такими ж концентраціями в'язучого як і для водного розчину.

Під час досліджень перевіряється зміна властивостей і характеру рідини пов'язаних із зміною температури. При перших дослідженнях результати показали, що при концентраціях 3, 4, 5% результат був незадовільним. Рідина при даних концентраціях і при температурі 20°C і 30°C показала результат майже як вода без домішок, а при температурах 5°C і 10°C рідина показала результат не текучої рідини.

При перевірці 1 і 2% розчинів характер і властивості промивальної рідини були подібними до водних розчинів відомих полімерів, які використовуються на даний час у виготовленні промивальних рідин. Дана відсоткова концентрація потребує більш детального вивчення.

Висновок. Промивальна рідина виготовлена з використанням желатину, показує досить високі показники в порівнянні з іншими полімерними розчинами. Але дана область використання желатину є не досить вивченою і знаходиться на стадії детального вивчення і розробки.

УДК 622.233:551.49

РЕЗУЛЬТАТИ СТЕНДОВИХ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ДОСТАВКИ КРІОГЕННО-ГРАВІЙНОГО ФІЛЬТРА ПО СТОВБУРУ СВЕРДЛОВИНИ

Науменко М.О. група РТ-08-1м

ДВНЗ «Національний гірничий університет», м.Днепропетровськ

Науковий керівник – професор А.О. Кожевников

На кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин Державного ВНЗ "Національний гірничий університет" впродовж ряду років проводяться роботи з розробки технології створення кріогенно-гравійних елементів (КГЕ) фільтрів. Ідею роботи та основні результати робіт, які проведені раніше викладено у [3,4,5]. Останім часом проведено досить велику кількість експериментів, тому результати яких істотно відрізняються від раніше опублікованих.

Виклад основного матеріалу. На етапі стендових досліджень технології стояло завдання в уточненні оптимальної концентрації в'язучого і пов'язаної з ним довжини кріогенно-гравійної секції (КГС), а також технологічних параметрів транспортування КГФ до водоприймальної частини свердловини. Передбачалося, що експеримент буде багатфакторним.

Визначення цих параметрів відповідно до технології, в умовах наближених до реальних, виконувалося на спеціальному стенді [6], основними елементами якого, являються модель свердловини з внутрішнім діаметром 200 мм і за-

ввишки 3,5 м верхня частина якої виконана прозорою, насос НБ-5, зумпф і магістральні трубопроводи.

Рух рідини в стенді відбувався по замкнутому контуру. Із зумпфа рідина насосом НБ-5 за допомогою нагнітального трубопроводу подавалася в нижню частину моделі свердловини. Нижня частина моделі свердловини має довжину 2 м і служить для заспокоєння потоку рідини перед її прозорою частиною, яка має довжину 1 м, і над якою встановлена воронка з приєднаним до неї скидаючим трубопроводом, по якому рідина потрапляла назад в зумпф.

Для випробувань виготовлялися зразки КГЕ циліндрової форми із зовнішнім діаметром 180 мм, і внутрішнім діаметром 110 мм. Висота зразків КГЕ складала 200 мм. Маса приблизно 60...62 Н. Діаметр гравію 0,5-0,75 та 1,0-2,5 мм. Вагова концентрація в'язучого 2; 3,5; 5; 10%.

З метою імітації дії навантаження КГС на нижній її КГЕ останній привантажувався сталевим вантажем. Кожен КГЕ незалежно від концентрації в'язучого навантажувався 28, 56 і 84 кг вантажем, тим самим моделювалася довжина КГС фільтру, яка складає відповідно 1, 2 і 3 м.

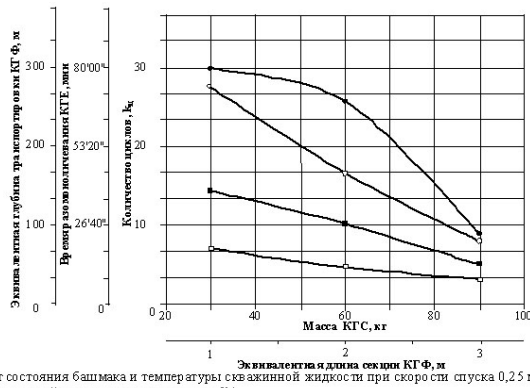
При виконанні технологічних операцій по спуску КГФ на колоні бурильних труб зразок КГЕ піддається гідродинамічній дії. Тим самим моделювався процес спуску КГФ на величину свічки з характерними для цього процесу часом розгону, сталого руху і гальмування.

При цьому найбільш інтенсивне розмонолічування відбувалося в його нижній частині КГС. Кінцева характеристика нижнього циліндрично-порожнього КГЕ фільтра визначатиме граничну довжину секції фільтру, і максимальну глибину установки КГФ.

Після процесу заморожування протягом однієї доби зразки КГЕ витягувалися з морозильної камери і звільнялися від форм. Потім їх надівали на фільтрову колону, витримували протягом 30 хвилин в повітряному середовищі при температурі 15-20° С, імітуючи час збірки фільтру, привантажували сталевим вантажем, доставляли в прозору частину моделі свердловини з подальшою циклічною подачею буровим насосом промивальної рідини. Температура промивальної рідини на момент досліджень складала +5°С та +17°С.

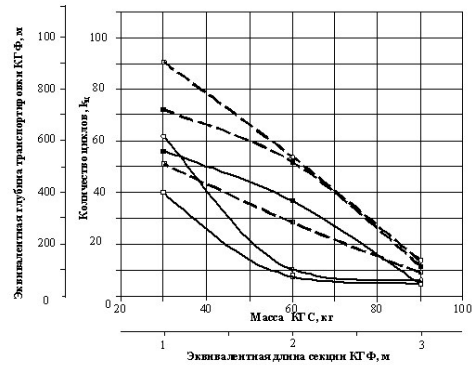
Швидкість обтікання промивальною рідиною КГФ в кільцевому зазорі залежно від подачі насоса НБ-5 складала на першій швидкості 0,25 м/с і на другій 0,5 м/с та третій – 1 м/с. Час циклу розраховувався виходячи з того, що на приєднання бурильної труби до колони необхідно витратити 2 хвилини, на спуск колони на величину 10 м свічки – відповідно до швидкості спуска 40 с, 20 с та 10 с.

Обработка результатов продолжается.



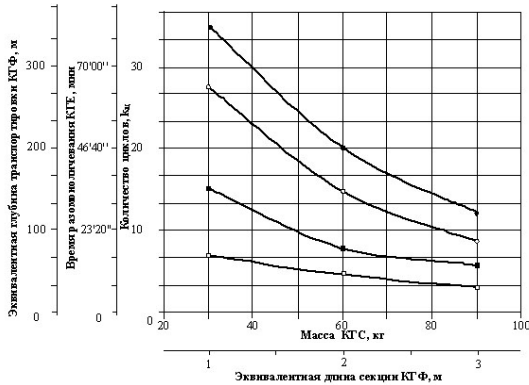
от состояния башмака и температуры скважинной жидкости при скорости спуска 0,25 м/с и массовой концентрации вяжущего 5%

□ - с открытым башмаком при $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$; ■ - с закрытым башмаком при $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$;
○ - с открытым башмаком при $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$; ● - с закрытым башмаком при $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$



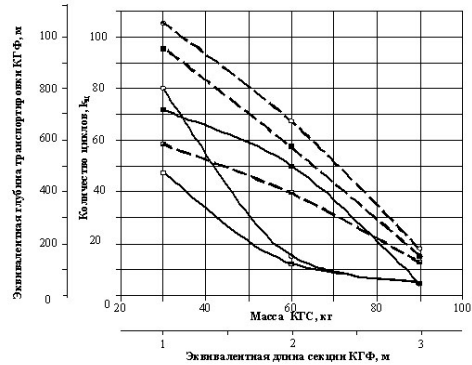
оставляемых на забой на фильтровой колонне с открытым башмаком при массовой концентрации вяжущего 0,10%

□ - скорость спуска 0,25 м/с; ■ - скорость спуска 0,5 м/с; ○ - скорость спуска 1,0 м/с;
— — — температура скважинной жидкости $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$; — — — температура скважинной жидкости $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$.



от состояния башмака и температуры скважинной жидкости при скорости спуска 0,5 м/с и массовой концентрации вяжущего 5%

□ - с открытым башмаком при $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$; ■ - с закрытым башмаком при $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$;
○ - с открытым башмаком при $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$; ● - с закрытым башмаком при $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$



оставляемых на забой на фильтровой колонне с закрытым башмаком при массовой концентрации вяжущего 0,10%

□ - скорость спуска 0,25 м/с; ■ - скорость спуска 0,5 м/с; ○ - скорость спуска 1,0 м/с;
— — — температура скважинной жидкости $t_{ж} = +5^{\circ}\text{C}$; — — — температура скважинной жидкости $t_{ж} = +17^{\circ}\text{C}$.

В результаті спостережень за станом КГЕ фільтра необхідно відзначити наступне:

- розмонічування зразків відбувалося на останньому циклі спуска;
- характер розмонічування КГЕ фільтру незалежно від масової концентрації мінерал-в'язучої речовини однаковий. При цьому відбувалося розширення з одночасним ущільненням КГЕ фільтру під дією навантаження. Процес зміни геометричних розмірів ретельно реєструвався;
- при перекритті кільцевого простору КГЕ фільтру циркуляція свердловинної рідини не припинялася, а продовжувалася без підвищення тиску в циркуляційній системі.

При проведенні стендових досліджень було відпрацьовано більш ніж 500 зразків з гранскладом 0,5 - 0,75 мм.

Висновки. В результаті проведення стендових досліджень технології доставки КГФ у водоприймальну частину бурової свердловини встановлено можливість обладнання КГФ водоприймальної частини бурової свердловини глибиною понад 1000 м.

Список літератури

1. Кожевников А.А., Судаков А.К., Гриняк А.А. Гравийные фильтры с использованием эффекта двухфазного инверсного перехода агрегатного состояния вяжущего вещества. Породоразрушающий и металлообрабатывающий ин-

струмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов.- Вып.11. – Киев: ИСМ им. Бакуля НАН Украины 2008.С.84-88.

2. Кожевников А.А., Судаков А.К. К вопросу об оборудовании водоприемной части буровых скважин криогенно-гравийными фильтрами. Науковий вісник НГУ, № 7 2009, С13-16.

3. Кожевников А.О., Судаков А.К., Камишацький О.Ф., Лексиков О.А., Гриняк О.А. Колесников М.О. Результати дослідження реологічних властивостей криогенно-гравійного елемента фільтру. - Породорозрушаючий и металлообработывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов.- Вып.13. – Киев: ИСМ им. Бакуля НАН Украины 2010.С.198-202.

4. А.А. Кожевников, А.К. Судаков, А.А. Пашенко, А.Ф. Камышацкий, А.А. Лексиков, М.А. Колесников. Влияние физических полей на свойства ледового и ледово-гравийного композитов. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Сер. «Гірничо-геологічна»: - Сборник научных трудов. - Вип. 13 (178). - Донецьк, ДВНЗ «ДонНТУ». – 2011. – С. 36-39.

5. Кожевников А.О., Судаков А.К., Камишацький О.Ф., Лексиков О.А., Судакова Д.А. Технологія виготовлення блочного криогенно-гравійного фільтра бурових свердловин. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Сер. «Гірничо-геологічна»: - Сборник научных трудов – Вип. 14 (181). - Донецьк, ДВНЗ «ДонНТУ». – 2010. – С. 83-86.

6. А.О. Кожевников, А.К. Судаков, О.Ф. Камишацький, О.А. Лексиков, Д.А.Судакова. Стендові дослідження технології доставки експериментального зразка криогенно-гравійного фільтра по стовбуру бурової свердловини. Матеріали міжнародної конференції “Форум гірників – 2011”. – Д.: ДВНЗ «НГУ», 2011. С. 120-125.

УДК 622.24

СТАН РОЗВИТКУ ТЕОРІЇ ОЧИЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН ВІД ПРОДУКТІВ РУЙНУВАННЯ

Гартман В.В., студент групи ГРГрС-11-1, Державний ВНЗ «НГУ» (Дніпропетровськ)

Науковий керівник – асистент Ігнатов А.О.

Забезпечення заданих умов виносу шламу по стволу свердловини є важливим чинником при виборі технологічно необхідної витрати промивної рідини. Від ефективності очищення вибою і своєчасного винесення продуктів руйнування із зони дії породоруйнівного інструменту значною мірою залежить механічна швидкість проходки свердловини. Інтенсифікація зазначених процесів є однією з умов підвищення техніко-економічних показників буріння.

Транспортування шламу по стволу свердловини характеризується абсолютною швидкістю частки V , яка пов'язана з середньою швидкістю потоку рідини в кільцевому просторі ω співвідношенням

$$V = \omega - u,$$

де u - швидкість частки шламу відносно потоку рідини (відносна швидкість). Оскільки одна з величин V або ω зазвичай відома, то для визначення іншої необхідно знайти величину u .

В даний час відомо декілька залежностей для визначення швидкості осідання часток шламу [1-4]. Слід відзначити, що дослідження по процесам руху часток в потоці рідин проводились в різних умовах і тому результати розрахунків по різним формулам для однакових вихідних даних не співпадають.

$$u = \sqrt{\frac{4g}{3C} d \left(\frac{\rho}{\rho_p} - 1 \right)}$$

Формула (1) має назву формули Ріттінгера і дуже поширена при гідравлічних розрахунках в бурінні, слід також зазначити, що вона отримана з умови руху в рідині тіла кулеподібної форми.

Формулу Стокса також рекомендують застосовувати при обчисленні швидкості занурення часток шламу в рідині

$$u = \frac{d^2(\rho - \rho_{жс})g}{18\mu}$$

Також при розрахунках використовують наступну формулу

$$u = \frac{v}{d} \exp 10 \left(\frac{\sqrt{\ln Ar + 2,3}}{2,3} - 1 \right),$$

яка отримана на підставі логарифмічного закону критеріальної залежності, що описує "стандартну криву" $C=f(Re)$ в діапазоні $Re=0,5—10^5$ [2]. В цій формулі Ar – безрозмірний параметр Архімеду

$$Ar = \frac{d^3(\rho - \rho_p)}{v^2 \rho} g$$

Часток шламу ідеальної сферичної форми не існує, тому до величини u для трьох основних форм – компактної, подовженої та площинної в порядку першого наближення слід застосовувати поправочні множники відповідно 0,7; 0,6 и 0,5.

Як було показано вище, всі формули що застосовують при розрахунках відносної швидкості не враховують впливу стінок, що обмежують кільцевий простір. Експериментальними дослідженнями, що були проведені у ВНДІБТ [3] було встановлено, що такий вплив має місце і з урахуванням цього чинника була визначена наступна формула для визначення відносної швидкості

$$u = \sqrt{\frac{2gl}{C_x} \left(\frac{\rho}{\rho_p} - 1 \right)},$$

де l – характерний розмір частки шламу, C_X – коефіцієнт лобового опору, що визначається за формулою

$$C_X = \left(\frac{D_C - d_{BT}}{l} \right)^{-0.18}$$

де D_C – діаметр свердловини; d_{BT} – діаметр бурильних труб.

В закордонній практиці проектування режиму промивки свердловини поширення одержала формула Уокера-Мейєза [4]

$$u = \sqrt{\frac{2gd(\rho - \rho_p)}{1,12\rho_p}}$$

Нижче наведено графічні залежності швидкості осідання часток шламу, що характерні для різного породоруйнівного інструменту [2,5].

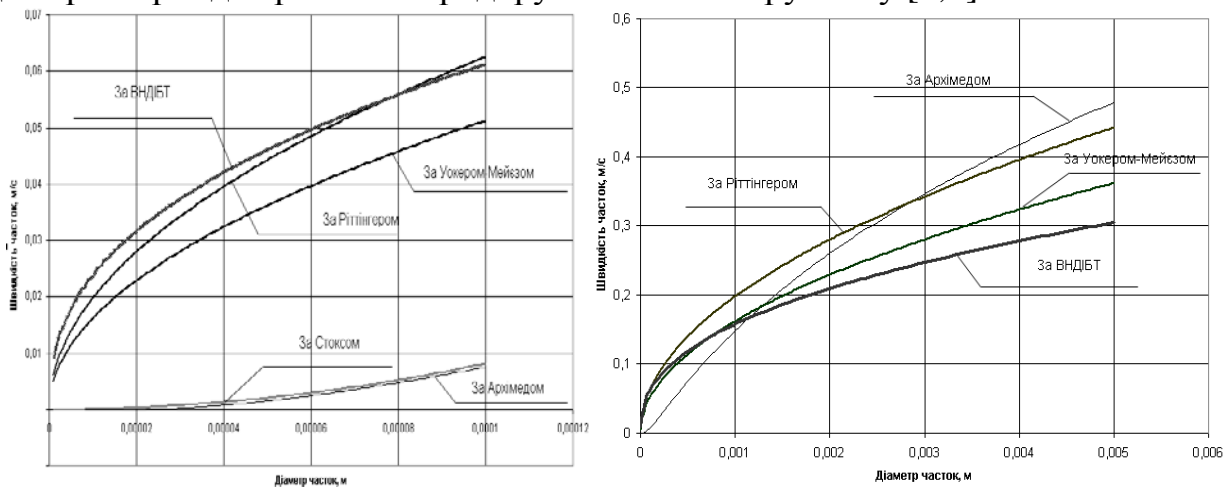


Рис. Залежність швидкості осідання часток, характерних для різних способів буріння, від їх діаметру

Як впливає з даних розрахунків (рисунок) результати отримані за формулами Стокса та Архімеда практично співпадають, а результати за іншими формулами дають значно завищені значення відносної швидкості, особливо це характерно для залежності Ріттингера.

Також на рисунку побудовані графічні залежності швидкості осідання часток розміром до $5 \cdot 10^{-3}$ м, що характеризує розмір часток шламу при твердо-сплавному та шарошковому бурінні долотами геологорозвідувального сортаменту; виходячи з цих даних можна зробити наступні висновки: найменша швидкість осідання часток характерна при розрахунках її за формулою ВНДІБТ; при розрахунках за формулою Архімеда для часток діаметром до $1 \cdot 10^{-3}$ швидкість осідання мінімальна, з ростом діаметру часток вона зростає і при діаметрі у $5 \cdot 10^{-3}$ вона максимальна у порівнянні з іншими залежностями

Бібліографічний список

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.

2. Технология и техника разведочного бурения / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. – М.: Недра, 1983. – 565 с.
3. Шумилов Л.П. Некоторые результаты экспериментального исследования транспорта шлама по стволу скважины // Гидравлика в бурении. – М.: ВНИИБТ, 1965. – С. 82-105.
4. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) – М.: Недра, 1985. – 509 с.
5. 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.

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**

**асс. кафедры техники разведки
МПИ
Игнатов А.А.**

**Ответственный
секретарь**

**асс. кафедры техники разведки
МПИ
Камышацкий А.Ф.**

Верстка и редактирование: А.Ф. Камышацкий

**49000, Украина, г. Днепропетровск, пр. Карла Маркса 19, 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**

Ю. Траубе

Гимн буровиков

Солнце закатилось спать за облака,
 Плянется 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,
 Трудную 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 нежданно, страшной и босой,
 Где-нибудь в горах Бырранга,
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.

