ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

Nº 3'2015

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Измерение давления при исследовании горизонтальных скважин

Пневмоударное бурение для проходки интервалов поглошений

Методика определения механических свойств горных пород

G R O U P

Магнитная характеристика трубной стали при изгибе

Эжекционное оборудование для очистки скважин

Обоснование конструкции долот PDC

Многоярусная буровая коронка

Интегрированный буровой сервис

G R O U P

Адрес компании: 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10 тел.: +7 (495) 543 9116 факс: +7 (495) 543 9612 e-mail: ids@ids-corp.ru сайт в Интернете: www.ids-corp.ru



обеспечением;

грузоподъёмностью 125 тонн;

обслуживания буровых установок;

специализированных центрах отрасли;



ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И

ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

стволов с полным производственным и технологическим

обеспечение всего цикла строительства боковых

- собственный парк мобильных буровых установок

наличие производственной базы с необходимым

бурения боковых стволов, прошедшие обучение в

вахтовый и специализированный транспорт

- квалифицированные специалисты с большим опытом

оборудованием и инструментом для ремонта и

 разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;

 инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
 отбор кондиционного керна в любых по физикомеханическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными

устройствами и бурильными головками; - прокат турбобуров, а также винтовых забойных

двигателей собственного производства;

 технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

 разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;

 анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;

 разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;

 технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;

 разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;

 консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник выходит 4 раза в год

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№3 2015 г.

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

CONTENTS

СОДЕРЖАНИЕ

К развитию методики определения механи- ческих свойств горных пород Л.А. Шрейнера. Евсеев В.Д.	5	In elaboration of Schreiner mechanical test method. Evseev V.D.
Исследование анизотропии горных пород в напряженном состоянии на пространственно ориентированном керне. Шульга Р.С., Ратников И.Б., Ярославцев А.М., Романов Е.А., Бастриков С.Н.	n	Studies of rocks anisotropism under stress for oriented core. Shul'ga R.S., Ratnikov I.B., Jaroslavcev A.M., Romanov E.A., Bastrikov S.N.
Теоретический метод обоснования конструктивных параметров долот режуше- скалываюшего действия. Соловьев Н.В., Арсентьев Ю.А., Нгуен Тиен Хунг, Курбанов Х.Н.	16	Thinking of parameters for cutting- shearing type drilling bit design. Solov'ev N.V., Arsent'ev Ju.A., Nguen Tien Hung, Kurbanov H.N.
Многоярусная буровая коронка. Лачинян Л.А.	25	Multistaged drill bit. Lachinjan L.A.
Обоснование и расчёт параметров оборудования пневмоударного бурения интервалов под направления на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении. Бузанов К.В., Борисов К.И., Лавров А.А.	30	Substantiation and calculation of air-hammer drilling equipment parameters to drill conductor hole: Dulis'minskoe oil-and-gas field. Buzanov K.V., Borisov K.I., Lavrov A.A.
Новые направления в технологии забуривания бокового ствола с искусственного забоя в не обсаженном интервале. Нескоромных В.В., Тряпичкин М.А.	38	Novel technique for open-hole sidetracking from artificial borehole bottom. Neskoromnyh V.V., Trjapichkin M.A.
Предотврашение гидроабразивного износа элементов циркуляционной системы при бурении геотехнологических скважин. Ганджумян Р.А., Кахаров С.К.	42	Hydroabrasive wear prevention of circulatin circuit components while wellfield drilling. Gandzhumjan R.A., Kaharov S.K.
Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С.	44	Pressure deviation while well survey: mathematical model developing. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutjunjan A.S.
Особенности интерпретации исследований непереливающихся скважин при заданной начальной депрессии. Кравец М.З.	49	Interpretation of non-overflow well surveying if initial underbalance is given: usage pattern. Kravec M.Z.
Исследование магнитных характеристик высокопрочной трубной стали при изгибе. Кузьбожев А.С., Быков И.Ю., Сальников А.В., Елфимов А.В., Бирилло И.Н.	55	Magnetic characteristics HSLA pipe steel: bending test. Kuz'bozhev A.S., Bykov I.Ju., Sal'nikov A.V., Elfimov A.V., Birillo I.N.
Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекционного оборудования для очистки забоя скважин от глинисто-песчаных пробок. Пахлян И.А.Елфимов А.В., Бирилло И.Н.	60	Immersed ejection equipment to wash-out sand plugs: technological advancement and upgrading. Pahljan I.A.
Юбилейные даты. К 85-летию Дмитрия Фёдоровича Новохатского.	64	Anniversary: 85-th anniversary of the birth of Dmitrij Fjodorovich Novohatskij
Аннотации статей	65	Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета "Горный" Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научноисследовательский институт нефтяной промышленности» Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора 000 "Газпром бурение" Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет» Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и

газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

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

месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10 Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12 Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836 Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842 Типография "ПринтФормула" Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна. Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

К развитию методики определения механических свойств горных пород Л.А. Шрейнера

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой (Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

В отечественном бурении скважин различного назначения методика определения механических свойств горных пород, предложенная Л.А.Шрейнером, применяется несколько десятилетий без малейших изменений. Отчасти, это понятно: из всех показателей горных пород, которые можно определить с помощью этой методики, наиболее востребованной оказалась агрегатная твёрдость горной породы. А эту величину можно использовать в практике бурения, не сильно задумываясь над тем, какова, например, природа остаточной деформации в горной породе под пятном контакта при вдавливании индентора. Между тем создатель методики вовсе не считал последнюю свободной от недостатков и призывал её развивать [1]. По нашему мнению, это необходимо делать для того, чтобы иметь более полное представление о свойствах горной породы и об имеющихся и открывающихся возможностях воздействия (механических, физических, физико-химических пр.) на механизм разрушения для увеличения механической скорости бурения скважин.

Развитие методики необходимо начинать с модификации её центрального положения, касающегося природы остаточной деформации, возникающей в горной породе при вдавливании индентора. В методике Л.А. Шрейнера остаточная деформация является пластической, возникающей при действии касательных напряжений и развивающейся без разрыва сплошности горной породы [1].

В соответствии с представлениями Л.А. Шрейнера, схематически картина разрушения горной породы при вдавливании индентора выглядит следующим образом. В горной породе, находящейся непосредственно под пятном контакта (под торцом индентора), под действием больших сжимающих напряжений возникает плотный «своеобразный нарост» в объеме полусферы. В этом наросте никаких «заметных пластических деформаций» не происходит из-за больших сжимающих напряжений. Нарост является продолжением индентора, его пилотной частью. Пластические сдвиги, обеспечивающие разрушение (выкол) при вдавливании индентора, возникают на контакте сжатой полусферы с окружающей её горной породой. С ростом усилия вдавливания пластические сдвиги, развиваясь по конической поверхности, касательной к сжатой полусфере горной породы под индентором, выходят на поверхность образца, обеспечивая освобождение упругой энергии, запасенной в сжатом наросте, что приводит к выколу и возникновению лунки.

При такой схеме развития разрушения и возникновения выкола при вдавливании индентора возникает вопрос относительно правомерности использования эффекта П.А. Ребиндера для снижения прочности горных пород при бурении скважин. В годы создания методики доминирующая трактовка природы эффекта П.А. Ребиндера связывала снижение прочности горной породы исключительно со снижением удельной свободной поверхностной энергии минералов, входящих в состав горных пород, при физической избирательной адсорбции молекул жидкости (или химических добавок в нее) на сторонах растущих трещин нормального отрыва. А в схеме разрушения горной породы при вдавливании индентора (Л.А. Шрейнер) трещины нормального отрыва в горной породе отсутствуют. Если строго, то они есть, конечно, но находятся внутри «своеобразного нароста», в котором ничего существенного, согласно [1], уже не происходит. Забегая вперед, отметим, что, по нашему мнению, именно деформационные процессы, проходящие внутри «своеобразного нароста» под пятном контакта, определяют величину агрегатной твердости горной породы и указывают на возможные пути её понижения.

Между тем, при проведении экспериментов в лабораторных условиях, когда используемые образцы горных пород не только не находятся в состоянии естественной влажности, но из которых предварительно удаляется влага, а буровой раствор представляет собой дистиллированную воду, в которую вводят химический реагент, действие которого на твердость образца горной породы предстоит определить, эффект П.А. Ребиндера заметен. Уже это заставляет задуматься о справедливости того, что остаточная деформация, возникающая в горной породе при вдавливании индентора, является пластической в указанном выше понимании.

Существует и другой факт, также заставляющий совершенствовать методику. Л.А. Шрейнер полагал [1, с. 29], что разрушение горной породы вдавливанием индентора может произойти только при непрерывном увеличении осевого усилия, так как «пластическая деформация при постоянном контактном давлении будет исчерпана и процесс вдавливания прекратится». В [2] экспериментально показано, что подобное предположение не соответствует действительности: разрушение горной породы под пятном контакта и образование лунки возникает и при действии на горную породу постоянным контактным давлением, превышающим величину условного предела текучести породы. Так как такое разрушение реализуется во времени, то оно получило название «задержанный выкол». Нами показано, что длительность задержанного выкола можно регулировать использованием жидкостей различной природы, внося их в область пятна контакта [2].

Представление о возникновении в горной породе при вдавливании в неё индентора пластической деформации за пределом участка упругого деформирования позволяет полагать, что при осевых усилиях F, превышающих значение F_A (рис. 1), в горной породе под пятном контакта развивается процесс деформационного упрочнения и не происходит объемного деформирования. В соответствии с теоремой А.А. Ильюшина о разгрузке, при снижении нагрузки от любой точки Q, расположенной на деформационной кривой между точками А и В, происходит уменьшение δ по

линии QW, параллельной прямой OA (рис. 1). При наличии деформационного упрочнения повторное вдавливание индентора в эту же «точку» образца горной породы обеспечит увеличение области упругой связи между F и δ : до точки Q связь будет линейной и только затем начнется нелинейный участок. В этом суть деформационного упрочнения.

Такое деформационное поведение характеризует металл, но, мы полагаем, не горную породу, у которой при повторном вдавливании будет, скорее, наблюдаться пластифицирование: вторичное вдавливание индентора в породу после предварительной разгрузки горной породы под пятном контакта должно привести к снижению осевой нагрузки, при которой в горной породе появляется остаточная деформация. Такое поведение связано с разрушением горной породы под пятном контакта при вдавливании индентора силой $F > F_A$. Величина F_A является минимальным значением вдавливающего усилия в точке A деформационной кривой, вызывающим появление необратимой остаточной деформации, связанной с разрушением компонент породы.

Для проверки этого положения мы провели экспериментальное исследование. На установке УМГП-3 осуществили



Рис. І. Деформационная кривая, возникающая при вдавливании индентора в образец горной породы.

F-сила вдавливания, $\delta-$ глубина вдавливания..

вдавливание индентора, изготовленного из твердого сплава, в образцы диорита, диабаза и диабазового порфирита. При первом нагружении контактное давление увеличивали до значения $P_{\rm K}$, превышающего условный предел текучести породы P_0 . Затем осевое усилие уменьшали до нуля (разгрузка горной породы, расположенной под «точкой» вдавливания) и после этого вновь проводили вдавливание индентора, доведя контактное давление до первоначально выбранного значения $P_{\rm K}$.

При обработке полученных деформационных кривых обращалось внимание на изменение работы A_y упругой деформации, условного предела текучести P_0 и жесткости C образцов горных пород при повторном вдавливании индентора по сравнению с результатами, полученными при первом вдавливании. С каждой горной породой было проведено 7-8 вдавливаний. Результаты проведенных испытаний приведены в таблице 1. Римские цифры I, II указывают на порядок вдавливания: первое (I) или повторное (II). Во второй колонке таблицы указана величина контактного давления (в процентах), достигаемого при вдавливаниях, по отношению к величине твердости P_{III} горной породы.

	$P_{\rm K} / P_{\rm III}$, %	I	II	Снижение, %	Ι	II		I	II		
Горная порода		А _у ∙ 10², Н ∙ м	А _у ∙ 10², Н ∙ м		Р ₀ , МПа	Р ₀ , МПа	Снижение, %	С·10⁻ [,] Н/м	С∙10 ⁻⁷ , Н/м	Рост, %	
Диорит	80	27,7	23,8	14	2433	2282	6	4,6	4,92	7	
Диабазовый порфирит	91	21,6	17,7	18	2313	2084	10	5,32	5,88	11	
Диабаз	94	29,6	19,9	33	2649	2460	7	5,16	7,00	36	

Таблица 1. Изменение некоторых механических свойств образцов горных пород при первом и повторном вдавливании штампа.

Результаты исследования, содержащиеся в таблице 1, показывают, что повторное вдавливание индентора в исходную «точку» обеспечивает снижение работы упругой деформации, условного предела текучести горных пород. Это свидетельствует об отсутствии деформационного упрочнения.

Жёсткость всех горных пород при повторном вдавливании индентора возросла. Это свидетельствует о том, что уже при первом вдавливании индентора структура горной породы под пятном контакта существенно изменяется. Наблюдающееся изменение жёсткости означает, что деформационная кривая при повторном вдавливании не дублирует деформационную кривую, полученную при первом нагружении.

Автор данной статьи, проводя вдавливание индентора в образцы различных горных пород, неоднократно наблюдал появление порошкообразного материала (ПМ), поступающего из-под индентора на поверхность образца горной породы еще до возникновения выкола. Отчетливо ПМ виден и в возникшей при выколе горной породы лунки, причем, при внимательном рассмотрении лунки всегда можно увидеть на её дне спрессованную из ПМ «таблетку». При вдавливании индентора в горную породу в присутствии воздуха «таблетка» обнаруживается всегда. На появление ПМ под пятном контакта ранее обращали внимание и другие исследователи [3-5], в их числе и Л.А. Шрейнер [1], но на роль порошкообразования в разрушении горной породы вдавливанием индентора не обращалось внимание.

Очевидно, что появление ПМ при вдавливании индентора осевым усилием F в горную породу связано с возникновением трёхосного неравнокомпонентного напряжённого состояния сжатия горной породы под пятном контакта и последующим разрушением компонент горной породы. Величина главных нормальных напряжений σ_1 , σ₂, σ₃, действующих в породе под торцом индентора, определяется контактным давлением $P_{\rm K}$ [6]. Согласно [6], сжимающие нормальные напряжения σ_1 , σ_2 , σ_3 наибольших значений достигают непосредственно под пятном контакта и быстро снижаются (особенно σ_1 , σ_2) с удалением h по вертикали от контактной площадки в глубину образца породы. Полагаем, что обеспечивает разрушение горной породы совместное действие на ядро сжатия под индентором сдвиговой τ и равномерно сжимающей (гидростатической) σ_{cp} нагрузок. Такое нагружение относят [7] к интенсивному воздействию на твёрдое тело, вызывающему не только его тонкое измельчение, но и протекание физических и химических процессов, «не инициируемых другими способами».

На ранней стадии вдавливания индентора, когда величина усилия F удовлетворяет условию $F < F_A$ (рис. 1), возникающее под пятном контакта неравно-компонентное напряженное состояние сжатия, вызовет уплотнение компонент горной породы ядра сжатия под действием нагрузок σ_{cp} и т. В соответствии с этим зёрна минералов не только будут уменьшать свой объём, но и будут скользить друг относительно друга, приобретая элементы вращения, но не вызывая разрушения компонент породы. В этой связи совсем не удивительно, что при вдавливании индентора в образец горной породы в присутствии водных растворов различных химических соединений величина работы упругой деформации различна [8].

Величина среднего напряжения σ_{cp} будет максимальной непосредственно под пятном контакта, обеспечивая максимальное сжатие, дробление, измельчение минералов

и компактирование продуктов их измельчения. С удалением от торцовой поверхности индентора в глубь образца горной породы сжимающее напряжение $\sigma_{\rm cp}$ снижается, вызывая, тем самым, снижение эффективности измельчения минералов, компактирования продуктов измельчения, создавая различные условия для развития сдвиговой деформации.

Сдвиговое напряжение т интенсифицирует разрушение компонент породы, обеспечиваемое нагрузкой оср. Напряжение т достигает максимальной величины au_{max} на глубине *h**, составляющей долю радиуса штампа r₀ и зависит от величины коэффициента у Пуассона горной породы. Согласно [9], при росте v от 0,2 до 0,3 величина h^* меняется от 0,6 r_0 до 0,63 r_0 . С дальнейшим ростом *h* величина сдвигового напряжения снижается, а напряжения σ_1 , σ_2 на глубине $h > r_0$, становятся уже растягивающими, составляющими примерно одну десятую часть от возникающего при вдавливании индентора контактного давления [9]. Это означает, что величина растягивающих напряжений в области $h > r_0$ при росте вдавливающего усилия на установке УМГП-3 до 10⁴ Н и использовании индентора с площадкой вдавливания, например, равной 2 · 10⁻⁶ м², значительно превосходит прочность при одноосном растяжении таких минералов, как галит (4 МПа), доломит (11 МПа), кальцит (4 МПа), оливин (14 МПА), кварц, корунд (21 МПа) и др. Растягивающие напряжения в горной породе под пятном контакта на глубине $h > r_0$ стимулируют появление и развитие здесь трещин нормального отрыва, что можно квалифицировать как разрыхление, разупрочнение горной породы.

Развитие разрыхления горной породы глубине $h > r_0$ в лабораторных условиях вдавливания индентора в образец горной породы можно стимулировать эффектом П.А. Ребиндера. Для этого необходимо уменьшить электрическое сопротивление используемой дистиллированной воды, в присутствии которой происходит вдавливание индентора, введением в нее ионогенных химических веществ. Это ускорит релаксацию разноименных электрических зарядов, появляющихся на противоположных сторонах растущих через минералы трещин нормального отрыва, [10, 11], т.е. уменьшит энергозатраты на развитие этих трещин и увеличит объемную деформацию горной породы под пятном контакта на глубине $h > r_0$.

Но в условиях бурения скважин уменьшить электрическое сопротивление бурового раствора на водной основе на большую величину не представляется возможным. Это связано с тем, что электрическое сопротивление буровых растворов определяется химическими веществами, которые вводятся в раствор для достижения необходимых значений его параметров (плотности, вязкости и пр.). Вводимые в буровой раствор химические соединения являются, как правило, ионогенными. Уже при низкой концентрации этих соединений в исходной воде электрическое сопротивление возникающего водного раствора резко падает до относительно стабильных значений, уже не склонных к резкому снижению при введении в раствор ионогенных понизителей твёрдости. Это означает, что повысить качество измельчения неорганических минералов, входящих в состав горной породы, введением в буровой раствор ионогенных химических соединений – нереальная задача [11].

Стимулирование с помощью эффекта П.А. Ребиндера роста объёмной деформации на глубине $h > r_0$ способствует разупрочнению горной породы в этой

области, но процессы, которые могут обеспечить возникновение выкола при меньших осевых усилиях, протекают непосредственно под пятном контакта, т.е. в сжатой полусфере. По нашему мнению, снижение твердости горной породы связано с созданием условий для развития в горной породе сжатой полусферы процесса, создающего противодействие компактированию минеральных компонент в измельчаемой горной породе.

Полагаем, что измельчение компонент горной породы индентором, является аналогом известного способа измельчения зернистых материалов сжимающим усилием в стесненных условиях: в металлическом контейнере, имеющем толстую стенку [12]. Результатом такого измельчения зернистого материала является возникновение полидисперсной смеси с размером частиц от тонких фракций микронных размеров до значительно более грубых фракций. Увеличение сжимающего усилия повышает качество измельчения, выражающееся в возрастании доли тонких фракций. Дальнейший рост сжимающего усилия приводит к компактированию продуктов измельчения.

При вдавливании индентора в поверхность образца горной породы роль контейнера выполняет целик, окружающий ядро сжатия и воспринимающий от него нагрузку, а роль зернистого материала – горная породы ядра сжатия, находящаяся непосредственно под пятном контакта. Такое представление является развитием известной аналогии в поведении горных пород под нагрузкой и сыпучей среды [13].

Отличие измельчения компонент горной породы в ядре сжатия при вдавливании индентора в образец горной породы от случая измельчения зернистого материала сжатием в металлическом толстостенном, жестком контейнере с заключается в том, что боковая степень свободы у ПМ, возникающего при измельчении компонент породы в контейнере, отсутствует даже при больших сжимающих усилиях (жесткие стесненные условия). В случае же вдавливания индентора в поверхность образца горной породы величина осевого усилия ограничена прочностью на изгиб отламываемой консоли при передаче на нее давления деформируемым ядром сжатия: изгиб консоли обеспечивает появление боковой степени свободы у ПМ - развитие сдвиговой деформации (мягкие стесненные условия).

В стесненных условиях нахождения ПМ под пятном контакта деформационное поведение последнего будет связано с раздавливанием частиц ПМ. Проскальзывание измельчающихся компонент породы относительно друг друга (трансляция, повороты минеральных частиц) в стесненных условиях затруднено, а с ростом *F* становится все более затруднительным и даже невозможным при больших сжимающих усилиях, когда происходит компактирование частиц ПМ. Компактирование частиц тонкоизмельченного порошка, развивающееся при больших контактных нагрузках, увеличивает силы внешнего трения, препятствует развитию сдвигов, т.е. сдерживает наступление выкола, обеспечивает увеличение твёрдости горной породы.

Возникающий при выполнении условия $F > F_A$ под пятном контакта ПМ при вдавливании индентора в образец горной породы обладает двумя характерными физическими особенностями, которые определяют его деформационное поведение и которые необходимо учитывать при анализе процесса вдавливания индентора в образец горной породы: внутреннее трение и дилатансию [14].

Представляется очевидным, что коэффициент внутреннего трения, математически связывающий предельное касательное напряжение, вызывающее сдвиговую деформацию, с величиной нормального напряжения, определяется величиной зернограничного трения, действующего между частицами ПМ, т.е. зависит от величины коэффициента внешнего трения. В силу того, что продукт измельчения горной породы в ядре сжатия порошок – является дилатирующим образованием, то его пористость и число контактов между частицами, определяющих величину сил внешнего трения в порошке под пятном контакта, не являются постоянной величиной: зависит от развития сдвиговой деформации.

В возникающем под индентором ПМ, на который действует растущее сжимающее усилие *F*, будет изменяться не только дисперсность материала, но и величина сил внешнего трения. Рост дисперсности порошка в ядре сжатия улучшает передачу ядром сжатия осевого усилия *F* на целик, вызывает изгиб консоли, стимулирует развитие сдвиговой деформации. Рост сдвиговой деформации, при котором частицы сыпучей среды осуществляют скольжение друг относительно друга, приводит к дилатансии, т.е. росту объёмной деформации в ядре сжатия, способствующей разрыхлению компактирующегося ПМ под пятном контакта. Рост пористости в ПМ обеспечивает снижение числа контактов частиц между собой и, естественно, снижение сил внешнего трения. Это облегчает развитие сдвигового разрушения и вылом консоли.

Выкалывание породы будет сопровождаться освобождением запасенной в компактированном порошке («своеобразный нарост», «таблетка») под пятном контакта упругой энергии и разлетом осколков консоли. Наиболее ярко это будет происходить при проведении эксперимента в сухом воздухе (при условии, что перед вдавливанием из образца горной породы была удалена влага).

Рассматривая поведение горной породы под пятном контакта при вдавливании индентора в поверхность образца горной породы с точки зрения отмеченной аналогии со способом измельчения материалов сжатием в металлическом контейнере, заметим, что для определения энергоемкости разрушения горной породы при вдавливании индентора следует воспользоваться достижениями физики измельчения минералов-диэлектриков. Работу *А*, необходимую для обеспечения выкола при вдавливании индентора в образец горной породы, представим в виде закона измельчения П.А. Ребиндера, в котором учтем наличие сил трения как на упругом, так и на неупругом участках вдавливания, когда продукт измельчения компонент горной породы под пятном контакта находится в стесненных условиях:

$$A = A_{\rm TY} + A_{\rm P} + A_{\rm THY}$$

где $A_{\rm Ty}$ – работа упругого деформирования компонент породы под действием сжимающего и сдвигающего усилий и работа сил трения на упругом участке вдавливания, $A_{\rm P} = \gamma_{\rm sdph} \cdot \Delta S$ – работа разрушения компонент породы на неупругом участке, $\gamma_{\rm sdph} = \gamma_0 + \gamma_{\rm n}$ – эффективная энергия разрушения минералов, γ_0 – удельная свободная поверхностная энергия разрушаемых минералов, $\gamma_{\rm n}$ - механические потери энергии электростатической природы, зависящие от величины плотности электрических зарядов, появившихся на поверхности растущих трещин нормального отрыва, и от электропроводности жидкости, в присутствии которой происходит вдавливание индентора [11], ΔS – прирост удельной поверхности, $A_{\rm THY}$ – работа упругого деформирования и работа сил трения на неупругом участке деформационной кривой.

Возможности снижения работы А, затрачиваемой на вдавливание индентора в поверхность образца горной породы, и снижения его твёрдости, определяются условиями проведения такого испытания. При проведении лабораторных исследований, например, величину $A_{\rm P}$ можно уменьшить, снижая электрическое сопротивление дистиллированной воды внесением в нее ионогенных соединений [11]. Дополнительным условием к выбранным ионогенным соединениям является следующее: водные растворы этих соединений должны одновременно обеспечить и малую величину коэффициента внешнего трения между частицами измельчающихся минеральных компонент горной породы. Низкое электрическое сопротивление водных растворов обеспечит снижение работы разрушения A_P вследствие эффекта П.А. Ребиндера, а малое значение коэффициента внешнего трения обеспечит снижение слагаемых $A_{\rm TY}$ и $A_{\rm THY}$. Следует ожидать, что $A_{\text{THY}} > A_{\text{TY}}$ ввиду возрастания удельной поверхности измельчаемых компонент горной породы на неупругом участке вдавливания.

Максимальную твёрдость Н_м горная порода при вдавливании в нее индентора будет иметь в условиях, при которых величина эффективной энергии $\gamma_{
m s\phi\phi}$ разрушения и величина коэффициента внешнего трения достигают максимальных значений. Это произойдет при вдавливании индентора в сухой образец горной породы в условиях вакуума, сухого воздуха. В этих условиях вдавливания индентора время релаксации электрических зарядов в ядре сжатия достигает максимальных значений, обеспечивая максимальную величину механических потерь энергии электростатической природы [10]. Отсутствие же «третьего тела» между измельчаемыми частицами обеспечит и максимальное значение коэффициента внешнего трения. Все это увеличит энергоемкость А деформирования и разрушения минералов в ядре сжатия до максимального значения.

Для реализации разрушения породы и возникновения выкола в этих условиях вдавливания индентора необходимо повысить тонкость измельчения компонент горной породы под пятном контакта. Этого можно добиться увеличением осевого усилия *F*: повышение качества измельчения вызовет увеличение коэффициента передачи осевого усилия, изгиб консоли и развитие сдвиговой деформации, вызывающей появление дилатансии и, как следствие, возникновение выкола. Рост твёрдости горной породы будет сопровождаться увеличением ядра сжатия под пятном контакта, увеличением при выколе масштаба разрушения (объем возникающей лунки) и увеличением толщины компактированного «нароста» («таблетки») на торце индентора.

Бо'льшая, но все же уступающая по величине значению $H_{\rm M}$, величина твёрдости породы будет наблюдаться при вдавливании индентора в горную породу в присутствии чистых диэлектрических (неполярных) жидкостей: время релаксации электрических зарядов в них вполне сопоставимо с тем значением времени релаксации, которое характеризует разрушаемые минералы, свободные от электролитических примесей. Возможно, что наблюдающееся в этом случае снижение твёрдости горной породы связано со снижением сил внешнего трения, когда жидкий диэлектрик становится «третьим телом», находясь между измельчаемыми в стесненных условиях диэлектрическими минеральными частицами: при меньшей величине коэффициента внешнего трения развитие сдвиговой деформации начнется при меньшей силе *F*. Масштаб разрушения и толщина компактированного нароста также будут уступать величинам, полученным при вдавливании индентора в образец горной породы в вакууме, сухом воздухе.

При вдавливании индентора в образец горной породы в присутствии жидкости максимальное снижение твёрдости образца обеспечит такая жидкость, которая вызовет снижение эффективной энергии разрушения, сил внешнего трения, вызовет дилатансию в ПМ, предотвратит компактирование измельчаемых твердых компонент горной породы под пятном контакта, уменьшит работу вдавливания А до минимального значения. Очевидно, что такой жидкостью является вода. Все ионогенные вещества, попадающие в воду и хорошо в ней растворяющиеся, вызывают резких рост электропроводности возникающих растворов. Это вызывает быстрое снижение механических потерь энергии электростатической природы, достижение необходимой тонкости помола компонент породы, увеличивающей коэффициент передачи осевого усилия на консоль при меньших значениях силы *F*, развитие сдвиговой деформации и появление дилатансии. При этом силы внешнего трения также вносят свою лепту в возникновение и развитие сдвиговой деформации и появление дилатансии. При одинаковой электропроводности фильтрата буровых растворов меньшую твёрдость горной породе обеспечит раствор, фильтрат которого на большую величину уменьшает коэффициент внешнего трения.

Другими словами, для снижения твёрдости горной породы водные растворы должны ликвидировать «пилотную часть индентора» - искусственный «своеобразный нарост» на торце индентора, состоящий из компактированных частиц измельченных минералов. Ликвидации нароста на торце индентора будет сопровождаться снижением динамизма при возникновении выкола (разлет кусочков консоли), наиболее впечатляюще протекающий при вдавливании индентора в сухой образец горной породы в присутствии воздуха, т.е. в условиях, затрудняющих развитие дилатансии, и способствующих компактированию измельченных частиц и накоплению упругой энергии в «своеобразном наросте» при росте вдавливающего усилия.

При бурении скважин надежды на снижение твёрдости горных пород можно связывать исключительно со способностью фильтрата бурового раствора, являющегося «третьим телом», обеспечить снижение коэффициента внешнего трения в горной породе не только под пятном контакта при вдавливании зубцов шарошечного долота в горную породу забоя, но и перед набегающей гранью зубца при реализации резания горной породы этим породоразрушающим инструментом, перед резцами лопастного долота.

Выводы

Природа остаточной деформации в горной породе под пятном контакта при вдавливании индентора и

контактных напряжениях, превышающих условный предел текучести породы, связана с:

- возникновением трехосного напряженного состояния под пятном контакта;

- измельчением компонент горной породы в стесненных условиях;

- уменьшением сил внешнего трения в ПМ;

 возникновением дилатансии в ПМ под индентором.
 Такое понимание природы остаточной деформации расширяет возможности жидкости (фильтрата бурового)

раствора) в обеспечении снижения твердости горных пород: 1) снижение работы разрушения компонент породы с помощью эффекта П.А. Ребиндера,

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Механические и абразивные свойства горных пород / Л.А. Шрейнер, О.П. Петрова, В.П. Якушев и др.; Под ред. Л.А. Шрейнера. М.: Гостоптехиздат, 1958. 202 с.

2. Евсеев В.Д. Реализация задержанного разрушения горных пород при вдавливании индентора и стимулирование его жидкостью // Известия Томского политехнического университета. 2011. т. 318, №1: Науки о Земле. с. 78-82.

3. Филимонов Н.М., Вдовин В.К., Мавлютов М.Р. Механизм разрушения и псевдопластические свойства горных пород при статическом вдавливании штампа // Нефть и газ. 1969. №5. с. 25-27.

4. Мавлютов М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1978. 215 с.

5. Протасов Ю.И. Энергетические вопросы разрушения горных пород // Изв. вузов. Горный журнал. 1990. №4. с. 61-64.

6. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении. М.: Недра, 1970. 232 с.

7. Селективное разрушение минералов / В.И. Ревнивцев, Г.П. Гапонов, Л.П. Зарогатский и др.; под ред. В.И. Ревнивцева. М.: Недра, 1988. 286 с.

<u>REFERENCES</u>

1. Shrejner L.A., Petrova O.P., Jakushev V.P. i dr. (1958). Rock mechanical and abrasive properties, under the editorship of L.A. Shrejner. M.: Gostoptehizdat. 202 p.

2. Evseev V.D. (2011). Implementation of rock delayed fracture under hardness indentation and its liquid stimulation. News of Tomsk Polytechnic University. v. 318. #1: Nauki o Zemle. p.p. 78-82.

3. Filimonov N.M., Vdovin V.K., Mavljutov M.R. (1969). Mechanism of rock failure and pseudoplastic rock properties under static pressing-in of indenter. Neft' i gaz. #5. p.p. 25-27.

4. Mavljutov M.R. (1978). Rock disintegration during drilling. M.: Nedra. 215 p.

5. Protasov Ju.I. (1990). Energy of rock disintegration. News of Higher Educational Institutions. Gornyj zhurnal. #4. p. 61-64.

6. Jejgeles R.M. (1970). Rock disintegration during drilling. M.: Nedra. 232 p.

7. V.I. Revnivcev, G.P. Gaponov, L.P. Zarogatskij et al (1988). Selective mineral disintegration. under the editorship of V.I. Revnivcev. M.: Nedra. 286 p.p.

2) снижение работы сил внешнего трения в ядре сжатия под индентором.

В силу того, что возможности использования эффекта П.А. Ребиндера в снижении работы разрушения компонент горной породы и увеличении механической скорости бурения ограничены невозможностью существенного увеличения электропроводности бурового раствора на водной основе введением в него ионогенных химических соединений, то возможность увеличения механической скорости бурения следует связывать с понижением коэффициента внешнего трения в ПМ, возникающем при разрушении горной породы на забое скважины. Это направление исследований является совершенно новым.

8. Евсеев В.Д., Епихин А.В. Возможности снижения агрегатной твердости горных пород. // Инженернефтяник. 2012. №3. с. 24-29.

9. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. 336 с.

10. Евсеев В.Д. Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта П.А. Ребиндера // Инженер-нефтяник. 2013. №2. с. 52–57.

11. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. с. 38-40.

12. Schonert K. Energetische Aspecte des Zerkleinertns sproder Stoffe // Zement-Kalk-Gips. 1979. Vol. 32, №1. p. 1-9.

13. Шемякин Е.И. К изучению механизма разрушения прочных горных пород ударными нагрузками // Вопросы механизма разрушения горных пород. Новосибирск: ин-т ГД СО АН СССР, 1976. с. 3–14.

14. Ревуженко А.Ф. Механика сыпучей среды. Новосибирск: ЗАО ИПП «ОФСЕТТ», 2003. 373 с.

8. Evseev V.D., Epihin A.V. (2012). Ability to degrade rock bulk hardness. Inzhener-neftjanik. #3. p. 24-29.

9. Neskoromnyh V.V. (2014). Rock disintegration during drilling: schoolbook. Krasnoyarsk Siberian Federal University. p. 336.

10. Evseev V.D. (2013). Electroconductibility of inorganic insulator and liquid as foundation of Rehbinder effect. Inzhener-neftjanik. #2. p. 52–57.

11. Evseev V.D. (2011). Character of of Rehbinder effect while rock disintegration. Neftjanoe hozjajstvo. #1. p. 38–40.

12. Schonert K. (1979). Energetische Aspecte des Zerkleinertns sproder Stoffe. Zement-Kalk-Gips. Vol. 32, #1. p. 1-9.

13. Shemjakin E.I. (1976). Rock disintegration mechanism study: coherent rocks and impact stress. Issues of rock destruction mechanism. Novosibirsk: GD SO AN SSSR institute. p. 3–14.

14. Revuzhenko A.F. (2003). loose material mechanics. Novosibirsk: ZAO IPP «OFSETT», p.373.

VAK 550.8.012

Исследование анизотропии горных пород в напряженном состоянии на пространственно ориентированном керне

 ¹Р.С. Шульга - заведующий отделом;
 ²И.Б. Ратников - заместитель генерального директора;
 ²А.М. Ярославцев - заведующий лабораторией;
 ¹Е.А. Романов - канд г.-м. наук, директор департамента;
 ¹С.Н. Бастриков - д.т.н., профессор, генеральный директор (¹ОАО «СибНИИНП», ²ООО «Нефтеком»)

Введение

Успешное решение многих геологических задач и проблем гидромеханики возможно только с использованием пространственно ориентированного керна. Данные по анизотропии механических и фильтрационных свойств горных пород представляют ценную информацию для специалистов и экспертов, работающих в области разработки нефтяных и газовых месторождений и проектирования различных технологических схем, предназначенных для увеличения нефтеотдачи, особенно в залежах с трудноизвлекаемыми запасами. Выявленные связи между механической и фильтрационной анизотропией в настоящее время широко используется, в основном, при проектировании гидравлического разрыва пласта.

Морфология поверхности и ориентация породообразующих частиц существенным образом оказывают влияние на деформацию пород. Порода, состоящая из остроугольных обломков, при воздействии на нее внешней нагрузки деформируется в бульшей степени вследствие неравномерного и агрессивного повышения концентрации напряжений в контактах частиц, чем порода, состоящая из зерен с гладкой поверхностью либо из частиц, расположенных плоскопараллельно.

Достоверность о состоянии массива горных пород значительно возрастает, если сориентировать исследуемый керн относительно частей света. Анизотропию горных пород можно определить геофизическими методами, например, применением волнового акустического каротажа [1]. Однако процесс исследования анизотропии горных пород подобным методом требует существенных материальных и временных затрат.

В настоящее время широко используют метод ориентации керна по сторонам света непосредственно в скважине в процессе его отбора [2]. Принцип определения азимута «штрихов» на образующей керна, реализованных ножами прибора, представлен на рис. 1. В процессе отбора керна ножи формируют три полосы на керновом материале. Данные положению меток ножей привязываются к показаниям приборов определяющих пространственную ориентацию. Под главным ножом принимается нож, который удален от двух других на 120° и 130°.

Рассмотрим теоретические предпосылки по решению задач определения анизотропии горных пород в напряженном состоянии [3].

Задачи теорий прочности

Важнейшей задачей геомеханических исследований является оценка прочности горных пород по известному



Рис. 1. Схема, согласно которой выполнена ориентация керна относительно «главного ножа».

напряженному состоянию. Рассмотрим тензор напряженного состояния сплошного упругого тела в отсутствии тангенциальных напряжений, без учета компонента напряжения в порах жидкости:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{vmatrix} \boldsymbol{\sigma}_1 & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{\sigma}_1 & \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{0} & \boldsymbol{0} & \boldsymbol{\sigma}_2 \end{vmatrix}$$

Наиболее легко задача по оценке прочностных характеристик решается для простых видов деформаций, в частности, при одноосном напряженном состоянии, так как в этом случае значения предельных напряжений легко установить экспериментально. Под предельными напряжениями понимают напряжения, соответствующие началу разрушения горной породы. По предельным напряжениям устанавливают допускаемые напряжения при растяжении [σ_p], или при сжатии [σ_{cx}]. Таким образом, условие прочности для одноосного напряженного состояния принимает вид:

$$\sigma_1 \leq [\sigma_p]$$
 или $\sigma_3 \leq [\sigma_{cm}]$.

Рассмотрим теперь вопрос о прочности материала при сложном напряженном состоянии, все три главных напряжения не равны нулю. В этих случаях для одного и того же образца горной породы предельное состояние может иметь место при различных предельное состояние ниях главных напряжений $\sigma_1^0, \sigma_2^0, \sigma_3^0$ в зависимости от соотношений между ними. Поэтому экспериментально установить предельные значения главных напряжений очень сложно не только из-за трудности постановки опытов, но и из-за большого объёма испытаний.

Другой путь решения задачи заключается в установлении критерия прочности (критерия напряженнодеформированного состояния). Для этого вводят гипотезу о преимущественном влиянии на прочность горной породы того или иного фактора: полагают, что нарушение прочности наступает тогда, когда величина данного фактора достигает некоторого предельного значения. Предельное значение фактора, определяющего прочность, находят на основании простых, легко осуществимых опытов на сжатие. Таким образом, введение критерия прочности позволяет сопоставить данное сложное напряженное состояние с простым, например, с одноосным сжатием и установить при этом такое эквивалентное (расчетное) напряжение, которое в обоих случаях дает одинаковый коэффициент запаса.

Под коэффициентом запаса в общем случае напряженного состояния понимают число *n*, показывающее во сколько раз нужно одновременно увеличить все компоненты напряженного состояния, чтобы оно стало предельным:

$$\sigma_1^0 = n \cdot \sigma_1, \ \sigma_2^0 = n \cdot \sigma_2, \ \sigma_3^0 = n \cdot \sigma_3.$$

Выбранная таким образом гипотеза часто называется механической теорией прочности. Рассмотрим наиболее простые первую и вторую теории прочности.

Первая теория прочности основана на критерии наибольших нормальных напряжений. Выдвинута Г. Галилеем в начале XVII в. Согласно этой теории, преимущественное влияние на прочность оказывает величина наибольшего нормального напряжения. Предполагается, что нарушение прочности в общем случае напряженного состояния наступает тогда, когда наибольшее нормальное напряжение достигает опасного значения σ^0 . Последнее устанавливается при простом растяжении или сжатии на образцах из горной породы. Условие нарушения прочности при сложном напряженном состоянии имеет вид:

$$\sigma_1 = \sigma_p^0,$$
$$|\sigma_3| = \sigma_{cxc}^0,$$

Условие прочности с коэффициентом запаса *n* следующее:

$$\sigma_1 \leq [\sigma_p]$$
, или $|\sigma_3| \leq [\sigma_{c*}]$,

где $[\sigma] = \frac{\sigma^0}{n}$.

Таким образом, критерий наибольших нормальных напряжений из трех главных напряжений учитывает лишь одно — наибольшее, полагая, что два других не влияют на прочность.

Вторая теория прочности основана на критерии наибольших линейных деформаций. Выдвинута Э. Мариоттом в 1682 г. Согласно этой теории, в качестве критерия прочности принимают наибольшую по абсолютной величине линейную деформацию. Предполагается, что нарушение прочности в общем случае напряженного состояния наступает тогда, когда наибольшая линейная деформация (ε_{max}) достигает своего предельного значения (ε^0). Последнее определяется при простом растяжении или сжатии образцов из горной породы.

Таким образом, условие разрушения следующее:

$$\varepsilon_{\rm max} = \varepsilon^0$$
,

а условие прочности:

$$|\varepsilon_{\max}| \leq [\varepsilon] = \frac{\varepsilon^0}{n}.$$

Используя обобщенный закон Гука, выразим условие прочности в напряжениях. Пусть наибольшее относительное удлинение будет ε_1 . Тогда

$$\varepsilon_{\max} = \varepsilon_1 = \frac{1}{E} \bullet \left[\sigma_1 - \mu \bullet (\sigma_1 + \sigma_3) \right]$$

При простом одноосном сжатии, приняв в качестве допускаемого напряжение [σ], мы тем самым для наибольшего относительного удлинения допускаем величину

$$[\varepsilon] = \frac{[\sigma]}{E}.$$

Подставляя выражения для наибольшего и допускаемого удлинений в условие прочности, получим:

$$\frac{1}{E} \bullet \left[\sigma_1 - \mu \bullet (\sigma_2 + \sigma_3) \right] \leq \frac{\left[\sigma_1 \right]}{E}$$

$$\sigma_1 - \mu \cdot (\sigma_2 + \sigma_3) \leq [\sigma].$$

или

Как видно из условия прочности, в этой теории с допускаемым напряжением нужно сравнивать не то или другое главное напряжение, а их комбинацию. Эквивалентное напряжение в этом случае

$$\sigma_{{}_{\mathsf{3KB}/I}} = \sigma_1 - \mu \cdot (\sigma_2 + \sigma_3).$$

Применение второй теории прочности недопустимо для образцов, не следующих закону Гука или находящихся за пределами его пропорциональности.

Рассмотрим один из лабораторных методов определения анизотропии напряженного состояния горных пород [4].

Методика исследований

Для определения анизотропии горных пород в напряженном состоянии используется электронномеханический комплекс, позволяющий измерять поперечное расширение полноразмерного керна (диаметр керна может варьировать от 80 до 120 мм) при его нормальном нагружении с погрешностью в 0,5 мкм (рис. 2).

Измерительная часть комплекса реализована с использованием серийно выпускаемого отечественной промышленностью прибора ЛИР-19. Действие прибора основано на прямом измерении поперечных деформаций, вызванных сжимающей вертикальной нагрузкой. Разность

деформации, наблюдающаяся в различных направлениях, является основой для определения анизотропии упругого состояния. Измерение и обработка данных осуществляется компьютером по специальной программе.

На следующем этапе исследования из керна выпиливаются кубики для ориентации образцов керна по сторонам света по специальной методике.

Обсуждение результатов

Изучение анизотропии проводилось на трёх полноразмерных образцах цилиндрической формы длиной около 10 см. Результаты установления анизотропии пород в горизонтальной плоскости с определением азимута вектора максимального напряженного состояния (относительно метке «главного ножа») породы приведены на рис. 3-5. Максимальные и минимальные напряжения определены путём замера поперечного расширения цилиндра керна при его нормальном нагружении.

На завершающем этапе исследования на выпиленных кубиках

выполняется ориентация керна по сторонам света [5]. Ориентировка проводилась относительно главного ножа, нанесенного на керне.

Существует два способа палеомагнитной ориентации керна по сторонам света. Первый способ заключается в определении направления стабильного в магнитном и палеомагнитном отношении компонента естественной остаточной намагниченности, т.е. компонента, наиболее близкого к древней намагниченности, соответствующей времени формирования изучаемых пород. Для этого, в системе координат образца (например, в системе координат, жестко связанной с гранями стандартного



Рис. 2. Электронно-механический комплекс для измерения поперечного расширения керна: 1 – кернодержатель с датчиками; 2 – ПК; 3 – пресс.



Рис. З. Диаграмма поперечных деформаций образца і цилиндрической формы.

горная порода в результате воздействия геомагнитного поля со времени последней инверсии (т.е. в течение последних 780 тыс. лет). Соответственно, направление этого компонента будет отражать направление современного поля в месте бурения. Этот компонент менее стабилен, чем первичная намагниченность и может быть легко выделен в результате ступенчатого размагничивания переменным магнитным полем или температурой. Совмещая направление выделенного вязкого компонента намагниченности с направлением современного геомагнитного поля в месте бурения, получают первоначальную ориентировку образца. При

ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПИИ ГОРНЫХ ПОРОД В НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ НА...







Рис. 5. Диаграмма поперечных деформаций образца 3 цилиндрической формы.

втором способе ориентировку керна по оси «верх-низ» знать не обязательно, поскольку полярность современного магнитного поля известна. Возраст горных пород также не имеет значения [6, 7]. Для ориентации образов керна обычно используется второй способ. Направление стабильного компонента (первый способ) используется для проверки внутренней сходимости полученных результатов.

Компонентный состав намагниченности изучаемых образцов определялся в процессе ступенчатого терморазмагничивания в экранированной печи системы В.П. Апарина. Измерения производились на спинмагнитометре JR-4. Интерпретация результатов проводилась с помощью пакета стандартных программ.

В результате этого в большинстве случаев выделяются три основных компонента намагниченности:

1) низкотемпературный (разрушается в интервале до 80 °С, реже – до 120 °С);

 среднетемпературный (для подавляющего числа образцов разрушается в интервале от 80-160 °С, но может смещаться в интервалы 80-200 °С или 50-120 °С);

3) высокотемпературный (фиксируется в образцах при температурах выше 200 °C) [5].

Наибольший интерес для магнитного ориентирования керна представляет среднетемпературный компонент, поскольку направление этого компонента почти для всех образцов породы совпадает по наклонению с направлением современного геомагнитного поля.

По результатам палеомагнитного анализа производится ориентировка оси максимального напряжения по сторонам света (рис. 6).

Выводы

1. Настоящие исследования могут быть использованы при планировании мероприятий по гидравлическому разрыву пласта, а также для качественного планирования технологических схем.

2. Лабораторные определения анизотропии горных пород в напряженном состоянии с последующей ориентацией по сторонам света позволяет достаточно точно установить пространственную анизотропию пород в условиях их естественного залегания. Тем не менее, с целью обеспечения высокой достоверности определение анизотропии свойств пород, необхо-

димо выполнять эксперименты несколькими способами, в том числе с привлечением полевых методов.

3. Азимуты вектора максимального напряженного состояния породы (относительно метке «главного ножа»



скважинного прибора) тяготеют к северо-восточным и восточным румбам. 4. Направления осей максимальных напряжений (установленные палеомагнитным методом) относительно сторон света тяготеют к северо-восточным румбам. Азимут варьирует от 16° (образец 2) до 44° (образец 3).

Рис. Б. Диаграмма ориентирования осей максимальных напряжений образцов керна по сторонам света.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Прибор волнового акустического каротажа ABAK-11. Руководство по эксплуатации (техническое описание, инструкция по эксплуатации, методика калибровки). ООО «Нефтегазгеофизика». Тверь. 2005.

2. Арбит В.С., Спиридонов Б.Й., Сулакшин С.С. Ориентированное извлечение керна при направленном бурении скважин бесклиновым способом. // Методика и техника разведки. Сб.ст. Л.: ВИТР, 1964. №48. с. 110-114.

3. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. Учеб. для вузов. 10-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во МГТУ, 2000. с. 300-350.

4. Фесик С.П. Справочник по сопротивлению материалов. - 2-е изд., перераб. и доп. Киев: Будівельник, 1982. с. 45-46.

5. Ржевский Ю.С., Гаас Г.Я. Результаты палеомагнитного исследования керна юрских осадков Мангышлака // Изв. АН СССР. Физика Земли. 1973. №2. с. 100-103.

6. Ржевский Ю.С. Усовершенствование методики палеомагнитной ориентации керна скважин // Палеомагнетизм и вопросы палеогеографии. Л.: ВНИГРИ, 1981. с. 87-102.

7. Семенов В.В., Казанский А.Ю., Банников Е.А. Изучение анизотропии горных пород на керне и ее ориентация в пространстве палеомагнитным методом // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008, №1. с. 18-23.

<u>REFERENCES</u>

1. Sonic waveform logging device AVAK-11. Operator's manual (technical details, user's guide, calibration procedure) 000 "Neftegazgeofizika". Tver'. 2005.

2. Arbit B.C., Spiridonov B.J., Sulakshin S.S. (1964). Core orientation while directional drilling with the use of wedgless method. Metodika i tehnika razvedki. collected works. L.: VITR. #48. p. 110-114.

3. Feodos'ev V.I. (2000). Strength of Materials. College textbook 10-th updated and revised edition. M.: MGTU publisher. p. 300–350.

4. Fesik S.P. (1982). Strength of Materials. Guide. Second edition, revised and enlarged. Kiev: Budivel'nik. p. 45-46.

5. Rzhevskij Ju.S., Gaas G.Ja. (1973). Mangyshlak: core of Jurassic sediments - paleomagnetic investigations. Proceedings o fAcademy of Sciences of the USSR. Physics of the Earth. #2. p. 100-103.

6. Rzhevskij Ju.S (1981). Paleomagnetic core orientation: method development. Palaeomagnetism and paleogeography issues. L.: VNIGRI. p. 87-102.

7. Semenov V.V., Kazanskij A.Ju., Bannikov E.A. (2008). Rock anisotropy and its orientation by paleomagnetic method. Geology, geophysics and oil-gas field development. #1. p. 18-23.

VAK 622.24.051.64

Теоретический метод обоснования конструктивных параметров долот режуше-скалываюшего действия

Н.В. Соловьев – доктор. техн. наук, профессор, зав. кафедрой; Ю.А. Арсентьев – доцент; Нгуен Тиен Хунг – аспирант; Х.Н. Курбанов - аспирант (МГРИ-РГГРУ)

В современных типах бурового породоразрушающего инструмента резцы устанавливаются с различными углами α резания. Наибольшее практическое применение получила схема установки резцов с положительными углами α к плоскости забоя [1]. Подтверждением сказанного являются результаты анализа техникотехнологического обеспечения бурения скважины №406 в горных породах перемежающей твердости и абразивности на территории месторождения Южный Дракон и Дой Мой (РСВ), литолого-стратиграфический разрез, конструкция и профиль ствола которой приведены на рис. 1.



Рис. 1. Литолого-стратиграфический разрез, конструкция и профиль ствола скважины № 406.

Особенность скважины №406 заключается в наличии интервала большой протяженности (2000 м), который приурочен к неоднородным по свойствам и составу горным породам I-VI категории твердости. Поэтому при его прохождении возникало, во-первых, наибольшее число осложнений, связанных с сальникообразованиями, затяжками, кратковременными прихватами, сужениями ствола скважины, прессованием насосов и др. И, вовторых, отмечалось резкое снижение механической скорости бурения. Показанная на рис. 2 диаграмма о том, что на интервале глубина от 1175 м до 2610 м, соответствующему 4-ой и 5-ой зонам литолого-стратиграфического разреза и сложенного горными породами II÷III категории по твердости, бурение скважины осуществлялось с достаточно высокой механической скоростью, достигающей 45÷58 м/час. Однако, при переходе к интервалу глубин от 2610 м до 3500 м, соответствующему 6-ой и 7-ой зонам разреза, наблюдалось резкое снижение механической скорости бурения в среднем до 5÷10 м/час. Такое падение скорости объясняется появлением в указанном интервале глубин вулканогенных пород V-VI категории по твёрдости, разрушение которых сопровождалось интенсивным износом вооружения долота PDC, оснащенного резцами с положительным углом α резания (рис. 3) и соответствующим уменьшением удельной нагрузки, приходящейся на площадь контакта резца долота с породой.

Таким образом, буровые долота с положительными углами установки резцов не могут быть эффективно использованы в породах средней твёрдости (выше IV категории по твёрдости). В связи с этим в последние 10-15 лет практикуют схемы установки резцов с отрицательными углами резания, которые уже реализуется в ряде конструкций мелко-резцовых коронок режущескалывающего действия [4] и в долотах лопастного типа при оснащении их поликристаллическими алмазными резцами и алмазно-твердосплавными пластинами (АТП). При этом ведущие зарубежные и отечественные фирмы устанавливают резцы с отрицательными углами в интервале *α* = 55÷75° [1, 3, 4, 7]. Однако, каких-либо аналитических обоснований этому решению в технической литературе авторы не приводят. Одним из аргументов в пользу выбора такого интервала значений угла можно считать минимум удельной работы, затрачиваемой на разрушение горной породы [2].

Авторами был проведен анализ двух применяемых схем установки резцов, прежде всего, с позиции оценки интенсивности их изнашивания. В качестве инструмента этих исследований нами принят достаточно простой и наглядный метод кинетостатики, позволяющий оценить главные факторы, определяющие эффективность разрушения горной породы и интенсивность изнашивания резцов в процессе бурения.

Первоначально рассмотрена схема установки резцов с положительными углами α . Система действующих на резец сил представлена на рис. 4. При этом следует заметить, что авторы намеренно упрощают расчетную схему с тем, чтобы акцентировать внимание на её основных силовых факторах.

Итак, используя известный принцип кинетостатики (принцип Даламбера), спроектируем действующие на резец силы на оси O_Z и O_X, и получим два уравнения равновесия статики в виде:

$$\sum F_{kz} = -P_Z + N_2 + N_1 f_p \sin \alpha - N_1 \cos \alpha = 0;$$
 (1)



Рис. 2. Изменение механической скорости бурения по длине ствола скважины №406.

$$\sum F_{kx} = -P_{O} + N_{2}f_{3} + N_{1}f_{p}\cos\alpha + N_{1}\sin\alpha = 0,$$
 (2)

где: *P*_Z – осевая сила на резец;

 $P_{\rm O}$ – окружная сила на резец от передаваемого крутящего момента $M_{\rm xp}$;

 F_1 и F_2 – силы трения;

N₁ и N₂ – нормальные реакции;

 $f_{\rm p}$ и $f_{\rm s}$ – коэффициенты трения породы о фронтальную поверхность резца и в точке контакта резца с забоем; β – угол заточки резца.

После преобразования уравнений (1) и (2) получим:

$$-P_{\rm Z} + N_2 + N_1 (f_{\rm p} \sin \alpha - \cos \alpha) = 0;$$
 (3)

$$-P_{\rm O} + N_2 f_3 + N_1 (f_{\rm p} \cos \alpha + \sin \alpha) = 0.$$
 (4)



Рис.З. Долото PDC диаметром ЗІІ мм использованное при бурении скважины №406.



Рис. 4. Схема действующих на резец сил.

Решая уравнение (3) относительно осевой силы $P_{\rm Z}$, получим:

$$P_{\rm Z} = N_2 + N_1 \left(f_{\rm p} \sin \alpha - \cos \alpha \right). \tag{5}$$

Заметим, что осевая сила P_Z , действующая на резец задается технологическим режимом бурения на устье скважины, а на забое ее величина существенно изменяется в зависимости от реакции N_2 забоя и силы взаимодействия фронтальной поверхности резца с породой N_1 ($f_p \sin \alpha - \cos \alpha$). В свою очередь функция $[A] = (f_p \sin \alpha - \cos \alpha)$ зависит от значения угла α и коэффициента сопротивления f_p .

Из выражения (5) следует, что величина функции [A] будет больше нуля при tg α >1/ $f_{\rm p}$; при tg α <1/ $f_{\rm p}$ [A] меньше нуля, а при tg α = 1/ $f_{\rm p}$ данная функция [A] будет равна

нулю. В последнем случае осевая сила P_Z , действующая на резец, полностью компенсируется нормальной реакцией N_2 , т.е. P_Z полностью расходуется на разрушение забоя. Так для $f_p = 0,2$ и $f_p = 0,3$ значения углов установки резца α будут соответственно равны $\alpha_0 = 78,69^\circ$ и $\alpha_0 = 73,28^\circ$ (см. рис. 5а).

Графики изменения функции [A] от угла α установки резца, и коэффициента сопротивления $f_{\rm p}$ представлены на рис. 5а.

Анализ графиков (рис. 5а) позволяет установить, что минимальный износ фронтальной поверхности резца будет при $[A] \ge 0$, т.е. при $\alpha \ge \alpha_{o} = 73^{\circ} \div 85^{\circ}$.

При этом положительные значения функции [A] приводят к пропорциональному росту реакции N₂ забоя, силы трения F₂ в точки О и, как следствие, крутящего момента M_{кр} на долоте. В свою очередь повышение силы трения F₂ связано с повышением интенсивности износа торцевой поверхности резца. При этом осевая сила P_Z может быть снижена, при условии установки

резца с углом $\alpha < \alpha_o$, т.е. когда функция [A] принимает отрицательные значения, поскольку в этом случае на резец передается дополнительная осевая сила ΔP_Z за счет составляющей силы трения F_1 , которая в этом случае изменяет свое направление на противоположное тому, которое показано на рис. 4. Это отрицательно сказывается на состояние торцевой поверхности резца. Кроме того, следует отметить, что с увеличением значения коэффициента сопротивления f_p величина угла установки резца $\alpha = \alpha_o$ будет уменьшаться.

Кроме того, из выражения (4) следует, что окружная сила $P_{\rm O}$ равна:

$$P_{\rm O} = N_2 f_3 + N_1 \left(f_{\rm p} \cos \alpha + \sin \alpha \right) \tag{6}$$



Рис. 5. Графики изменения функций [А] и [В] в зависимости от угла установки резца а.

Обозначим ($f_p \cos \alpha + \sin \alpha$) = [B]. Очевидно, чем меньше [B], тем меньше окружная сила Po и крутящий момент $M_{\kappa p}$ на долоте. Поэтому функция [B] должна стремиться к минимуму.

Исследуем функцию [B] на экстремум:

$$[B]' = (-f_p \sin\alpha + \cos\alpha) = 0,$$

откуда tg $\alpha = 1/f_{\rm p}$, тогда $\alpha = \alpha_{\rm o} = \arctan 1/f_{\rm p}$. Причем $[B]'' = (-f_{\rm p} \cos \alpha - \sin \alpha) < 0$, следовательно при $\alpha = \alpha_{o}$ функция [B] имеет максимум. Так для $f_{\rm p}$ = 0,2 и $f_{\rm p}$ = 0,3, как известно, угол $\alpha_{\rm o}$ составит соответственно α_{o} = 78,69° и α_{o} = 73,28°. Результаты расчетов функции [B] в зависимости от значений угла $\alpha = 0^{\circ}$, 30°, 45°, 60° и 90° показаны в виде графиков на рис. 56. Из графиков следует, что величину окружной силы Ро можно понизить, только уменьшая угол α установки резца. Однако для резца, работающего в режиме раздавливания (смятия) породы имеет место также значительное увеличение реакции N_1 и соответственно силы трения F_1 , что в свою очередь приводит к росту крутящего момента $M_{\rm кр}$ на долоте.

В практике бурения этот метод известен, как винтобурение, когда острый резец при $\alpha < \alpha_{\circ}$ с винтовой поверхностью ввинчивается в породу без приложения дополнительных осевых сил. Однако этот метод реализуется в ограниченных масштабах только в мягких, пластичных породах при малых глубинах (30÷50 м).

Складывая уравнения (3) и (4) и вводя обозначения, получим уравнение в виде:

$$P_{Z} + P_{O} = N_{2} (f_{3} + 1) + N_{1} [(f_{p} + 1) \sin \alpha - (1 - f_{p}) \cos \alpha],$$
$$P_{Z} + P_{O} = N_{2} (f_{3} + 1) + N_{1} [C],$$
(7)

 $P_{\rm Z} + P_{\rm O} = N_2 (f_3 + 1) + [\sigma_{\rm p}] S(h) [C]$

где: [С] - комплексный коэффициент сопротивления породы разрушению и её трению о фронтальную поверхность резца;

(f₃+1) - комплексный коэффициент сопротивления резца трению о забой скважины;

S(h) - площадь контакта резца с породой;

h - глубина внедрения резца;

[σ_p] - временное сопротивление поро-ды разрушению, причем значение [ор] зависит от того, в каком режиме осуществляется разрушение породы -

смятием, скалыванием и др.

Поскольку слагаемые N_2 ($f_3 + 1$) и $N_1[C]$ определяют параметры режимов бурения и характеризуют собой сопротивление горной породы разрушению и трению, поэтому они должны быть сведены к минимуму.

Предположим, что функцию силы трения $F_1 = N_1 f_p$ выполняет величина [С], которую можно исследовать на предмет влияния угла α на силу трения F_1 , действие которой непосредственно связано с износом фронтальной поверхности резца.

Для этого исследуем функцию [С] на экстремум, приравняв первую производную данной функции по углу α нулю:

$$\frac{d}{da}[C] = (f_p + 1)\cos\alpha + (1 - f_p)\sin\alpha = 0$$

Откуда следует, что функция [С] экстремума не имеет. Для построения графика изменения функции [С] от угла а, присвоим α характерные значения, например, $\alpha = 0^{\circ}$ и α = 90°. Тогда при α = 0°, $[C] = (f_p - 1)$, т.е. [C] < 0; при $\alpha = 90^{\circ}$, $[C] = (f_p + 1)$, т.е. [C] > 0. Следовательно, существует некоторое значение угла $\alpha = \alpha_{o}$, при котором функция [С] равна нулю.

Приравняв функцию [С] нулю, найдем угол о установки резца, при котором параметры режимов бурения $P_{\rm Z}$ и $P_{\rm O}$ расходуются только на преодоление силы сопротивления со стороны забоя скважины.

 $[C] = (f_p + 1) \sin \alpha - (1 - f_p) \cos \alpha = 0$, откуда

$$tga = \frac{1 - f_p}{1 + f_p}$$
, тогда $a = a_0 = arctg \frac{1 - f_p}{1 + f_p}$ (8)

В качестве примера рассмотрим значения функции [С] при углах $\alpha = 0^\circ$; 30°; 45°; 60° и 90°, коэффициент сопротивления $f_{\rm p}$ = 0,2 и $f_{\rm p}$ = 0,3. Результаты расчетов приведены в табл. 1 и на рис. 6. Для принятых исходных данных углы установки будут равны соответственно $\alpha_{o} = 31^{\circ}$ и $\alpha_{o} = 28^{\circ}20'$.

Для анализа влияния коэффициента трения горной породы о фронтальную поверхность резца на функцию [С] рассмотрим её при изменении коэффициента трения $f_{\rm p}$ и фиксированном угле $\alpha = 60^{\circ}$ установки резца. Результаты расчетов приведены в табл. 2 и на рис. 7.

Расчетные данные указывают на то, что комплексный коэффициент [С] сопротивления породы разрушению увеличивается пропорционально росту значения коэффициента f_{p} трения горной породы о фронтальную поверхность резца. Поэтому в процессе бурения смазывающая способность промывочной жидкости играет очень важную роль, которая состоит в уменьшении коэффициента fp трения породы о фронтальную поверхность резца, и снижении температуры нагрева, что способствует увеличению механической скорости и уменьшению износа долота.

Однако, износ резца в окрестностях точки О (рис. 4) имеет существенно большие негативные последствия, т.к. это вершина рассматриваемого резца, имеющая заданный

Таблица 1. Значения функции [*C*].

α,	sin α ($1 + f_{p}$)	-cos α	$(1 - f_p)$	[<i>C</i>]		
град.	$f_{\rm p} = 0.2 f_{\rm p} = 0.3$		<i>f</i> _p = 0,2	$f_{\rm p} = 0.2 f_{\rm p} = 0.3$		<i>f</i> _p = 0,3	
0	0	0	-0,8	-0,7	-0,8	-0,7	
30	0,6	0,65	-0,68	-0,6	-0,08	0,05	
45	0,84	0,92	-0,56	-0,49	+0,28	0,43	
60	1,03	1,12	-0,4	-0,35	0,63	0,77	
90	1,2	1,3	0	0	+1,2	1,3	



Рис. Б. Зависимость значения функции [C] от угла установки резца.



Рис. 7. График изменения функции [C] от коэффициента $f_{\rm p}$ трения горной породы о фронтальную поверхность резца.

угол заточки. Определим силу трения F_2 в точке О. Для этой цели сложим два уравнения (3) и (4), а силу трения $F_2 = N_2 (f_3 + 1)$ представим в виде выражения:

$$N_2(f_3 + 1) = P_Z + P_O - N_1[C].$$
 (9)

Чтобы уменьшить силу трения F_2 , необходимо, чтобы функция [C] стремилась к максимуму, а это возможно, когда угол установки резца стремится к 90° (рис. 6). Известно, что окружная сила P_0 определяется выражением (6).

$$P_{\rm O} = N_2 f_3 + N_1 (f_{\rm p} \cos \alpha + \sin \alpha).$$

Величина $P_{\rm O}$ будет минимальной, если слагаемые $N_2 f_3$ и $N_1 (f_{\rm p} \cos \alpha + \sin \alpha)$ стремятся к минимуму. Поскольку при $\alpha = \alpha_0$ функция $[A] = (f_{\rm p} \sin \alpha_0 - \cos \alpha_0) = 0$, то из выражения (5) следует, что реакция N_2 забоя скважины равна: $N_2 = P_Z - N_1 (f_{\rm p} \sin \alpha_0 - \cos \alpha_0) = P_Z$, а $N_1 (f_{\rm p} \cos \alpha_0 + \sin \alpha_0)$ стремится к минимуму, поэтому окружная сила $P_{\rm O}$ при заданной осевой силе P_Z будет равна:

$$P_{\rm O} = P_{\rm Z} f_{\rm s} + [\sigma_{\rm p}] \, \mathrm{S}(h) \, (f_{\rm p} \cos \alpha_{\rm o} + \sin \alpha_{\rm o}), \tag{10}$$

Таблица 2. Значения функции [C] при изменении коэффициента трения горной породы о фронтальной поверхности резца $f_{\rm p}$.

$f_{ m p}$	$\sin \alpha (1+f_p)$	$-\cos \alpha (1 - f_p)$	[<i>C</i>]
0,1	0,95	-0,45	0,5
0,3	1,12	-0,35	0,77
0,5	1,30	-0,25	1,05
0,7	1,47	-0,15	1,32
0,9	1,64	-0,05	1,59

тде:
$$\alpha_0 = arctg \frac{1}{f_p} \alpha_0 = 78,69^\circ$$
 для $f_p = 0,2;$
 $\alpha_0 = 73,28^\circ$ для $f_p = 0,3;$
 $\alpha_0 = 63,43^\circ$ для $f_p = 0,5.$

Решая уравнение (10), при заданной окружной силе P_0 , являющейся результатом приложения крутящего момента $M_{\rm kp}$, получим уравнение для определения осевой силы:

$$P_{Z} = \frac{P_{O} - [\sigma_{p}]S(h)(f_{p}\cos\alpha_{0} + \sin\alpha_{0})}{f_{2}} .$$
(11)

Что касается углов β заточки резца, то существующие в справочной литературе [1, 4, 5, 6] рекомендации основаны на большом экспериментальном материале и не подлежат серьезной корректировке.

Таким образом, из выше изложенного следует, что схема установки резцов с положительными углами в пределах α = 75°÷85° обеспечивает минимальный износ резца в окрестностях точки О и, вероятно, этим объясняется широкое применение данной схемы в практике. Полученные выводы подтверждаются результатами бурения скважины №406 в горных породах I÷IV категории по твёрдости. При этом механическая скорость может достигать большого значения (см. интервал бурения №4 и 5 на рис. 2).

Далее рассмотрим действующие силы на резец установленный с отрицательным углом α резания (рис. 8).

Аналогично составим два уравнения равновесия резца в виде:

$$\sum F_{kz} = -P_{Z} + N_{2} + N_{1} \cos \alpha + N_{1} f_{p} \sin \alpha = 0$$
 (12)

$$\sum F_{kx} = -P_0 + N_2 f_3 + N_1 \sin \alpha - N_1 f_p \cos \alpha = 0$$
 (13)

Решая уравнения (12) и (13) относительно режимных параметров P_Z и P_O , получим соответственно:

$$P_{\rm Z} = N_2 + N_1 \left(\cos \alpha + f_{\rm p} \sin \alpha\right) \tag{14}$$





$$P_{\rm O} = N_2 f_3 + N_1 \left(\sin \alpha - f_{\rm p} \cos \alpha \right) \tag{15}$$

Величина осевой силы P_Z на долото задана технологическим режимом бурения, поэтому $P_Z = \text{const.}$ Кроме того, в отличие от резцов с положительными углами не возникают ситуации, связанные с дополнительной осевой силой ΔP_Z резца, т.е. $(\cos \alpha + f_p \sin \alpha) > 0$. А вот окружная сила P_O , действующая на резец, зависит от реакции N_1 , коэффициентов трения f_p , f_3 и от значений принятого углов α . Так для характерных значений углов α : 0° и 90°, значения функции ($\sin \alpha - f_p \cos \alpha$) = [G] будут соответственно равны: $-f_p$ и 1. График изменения этой функции будет иметь вид, показанный на рис. 9.

Складывая уравнения (12) и (13), имеем:

$$P_{Z} + P_{O} = N_{2} (f_{3} + 1) + N_{1} [\sin \alpha (1 + f_{p}) + \cos \alpha (1 - f_{p})]$$
$$P_{Z} + P_{O} = N_{2} (f_{3} + 1) + N_{1} [D]$$
(16)



Рис. 9. График зависимости функции [G] от угла установки резца а.

Наибольший практический интерес представляет вопрос о влиянии угла α и коэффициентов трения $f_{\rm p}$, $f_{\rm s}$ на износ резца в окрестностях точки О. Интенсивность такого износа определяется силой трения $F_2 = N_2(f_{\rm s})$. Из выражения (16) следует, что

$$N_2(f_3+1) = P_Z + P_O - N_1 [D],$$

 $[D] = [\sin \alpha (1 + f_p) + \cos \alpha (1 - f_p)] -$ комплексный коэффициент сопротивления горной породы разрушению и трению.

Величина функции [D] непосредственно влияет на силу трения F_1 , поэтому целесообразно, чтобы функция [D] стремилась к минимуму. Для этого исследуем функцию [D] на экстремум.

$$[\sin \alpha (1 + f_p) + \cos \alpha (1 - f_p)] = 0,$$

$$\frac{d}{d\alpha} \cos \alpha (1 + f_p) - \sin \alpha (1 - f_p) = 0,$$

откуда $tg\alpha = \frac{(1 + f_p)}{(1 - f_p)},$ тогда

$$\alpha = \alpha_0 = arctg \frac{1 + f_p}{1 - f}.$$
 (17)

Функция [D] при $\alpha = \alpha_{o}$ имеет максимум, поскольку вторая производная функции [D] по углу α меньше нуля, т.е.

$$\frac{d^2}{d\alpha^2} \left[(1+f_p) \sin \alpha + (1-f_p) \cos \alpha \right] < 0$$

В качестве примера рассмотрим значения функции [D] при углах $\alpha = 0^{\circ}$; 30°; 45°; 60° и 90°, для $f_p = 0,2$ и $f_p = 0,3$. Результаты расчетов приведены в табл. 3 и на рис. 10.

Таким образом, минимальный износ резца по фронтальной поверхности происходит при

$$\alpha = \alpha_0 = \operatorname{arctg} \frac{1 + f_p}{1 - f_p}.$$

При $f_{\rm p}=0.2$ получаем $\alpha=$ 56°20'; а при $f_{\rm p}=0.3$ $\alpha=$ 61°40'.

Кроме того, полученное теоретическое решение (17) хорошо согласуется с широким промышленным использованием резцов режущескалывающего типа [7] и лопастных долот PDC, оснащенных резцами АТП ведущими зарубежными фирмами в рыхлых и мягких породах (I-IV категории по твердости).

Численное значение N_1 определяет эффективность разрушения породы: $N_1 > S(h)[\sigma_p]$. Уравнение (16) представим в виде

$$N_{1} = \frac{P_{Z} + P_{O} - N_{2}(f_{s} + 1)}{[D]} \geq S(h)[\sigma_{p}] < S(h)[\sigma'_{p}],$$
(18)

α,	sin α ($(1 + f_p)$	cos α ($1 - f_{\rm p}$)	[<i>D</i>]		
град.	$f_{\rm p} = 0,2$	$f_{\rm p} = 0.3$	<i>f</i> _p = 0,2	<i>f</i> _p = 0,3	<i>f</i> _p = 0,2	$f_{\rm p} = 0.3$	
0	0	0	0,8	0,7	0,8	0,7	
30	0,6	0,65	0,68	0,6	1,29	1,25	
45	0,84	0,92	0,56	0,49	1,40	1,41	
60	1,03	1,12	0,40	0,35	1,43	1,47	
90	1,2	1,3	0	0	1,2	1,3	

Таблица 3. Результаты расчетов значения функции [D].



где: $[\sigma_p]$ – временное сопротивление резца разрушению. Из приведенного выражения (18) следует, что разрушающее усилие на горную породу для резцов, устанавливаемых с отрицательным углом, создается не только окружной силой P_0 , но и осевой силой P_z . Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании режима бурения, чтобы обеспечить оптимальные условия разрушения породы и не вызвать поломок самого резца. Отметим, что решающую роль при этом играют значения угла α и коэффициентов трения f_p и f_3 . Если, например, определено оптимальное усилие на породу N_1 , то значения P_0 и P_Z можно снизить, если [D] стремится к максимуму, который, как мы выяснили, достигается при

$$tg\alpha = \frac{1+f_{\rm p}}{1-f_{\rm p}}$$

Определим осевую силу P_Z . Для этого выразим окружную силу P_O через N_1 , как $P_O = N_1 \sin \alpha$, тогда после подстановки в уравнении (16), имеем

$$P_{Z} = N_{2} (f_{3} + 1) + N_{1} [f_{p} \sin \alpha - f_{p} \cos \alpha + \cos \alpha], \quad (19)$$

или

$$P_{\rm Z} = N_2 \left(f_3 + 1 \right) + N_1 \left[J \right].$$
 (20)

По условию задачи функция [J]должна стремиться к минимуму. При $\alpha = 0^{\circ}, [J] = (1 - f_p);$ при $\alpha = 90^{\circ}, [J] = f_p.$ Исследуем функцию [J] на экстремум

 $\frac{d}{d\alpha} [f_{p} \sin \alpha - f_{p} \cos \alpha + \cos \alpha] =$ $f_{p} \cos \alpha + f_{p} \sin \alpha - \sin \alpha = 0, \text{ откуда}$ $tg\alpha = \frac{f_{p}}{1 - f_{p}}, \text{ тогда}$

$$\alpha = \alpha_0 = \operatorname{arctg} \frac{f_p}{1 - f_p}.$$
 (21)

Функция [*J*] имеет максимум, так как ее вторая производная меньше нуля, т.е.

$$\frac{d^2}{d\alpha^2} [f_p \sin \alpha - f_p \cos \alpha + \cos \alpha] =$$
$$= -f_p \sin \alpha + f_p \cos \alpha - \cos \alpha < 0.$$

Следовательно, функция [J] имеет максимум для $f_{\rm p}=$ 0,3 при

$$tg\alpha = \frac{f_p}{1-f_p} = \frac{0,3}{1-0,3} = 0,42;$$

что соответствует углу $\alpha = \alpha_0 = 22^{\circ}50'$. Для $f_{\rm p} = 0.4 \ \alpha = \alpha_0 = 33,66^{\circ}$,

для $f_p = 0,5 \alpha = \alpha_0 = 45^\circ$,

для $f_p = 0.6 \alpha = \alpha_0 = 56.3^\circ$

График функции [*J*] для $f_{\rm p}$ = 0,3 в зависимости от угла α представлена на рис. 11.

Таким образом, сила трения F_2 может быть уменьшена, если использовать установку резца при малом значении угла α .

Исследуем величину осевой силы P_{Z} , передаваемой на резец. Установка резца

под отрицательным углом α позволяет сообщить рабочей поверхности резца дополнительную осевую силу за счет окружной силы $P_{\rm O}$.

Кроме того, обращает внимание, что по мере роста значений f_p угол α_0 взрастает (рис. 12).

Из выражения (12) следует, что осевая сила $P_{\rm Z}$ будет равна

$$P_{Z} = N_{2} + N_{1} [A].$$
 (22)

Для определения реакции забоя N_2 воспользуемся выражением (16), откуда следует

$$N_2(f_3 + 1) = P_Z + P_O - N_1[D].$$
 (23)

После подстановки (23) в (22) и простейших преобразований имеем.

$$P_Z f_3 = P_O - N_1 [D] + N_1 [A] (f_3 + 1)$$

но т.к. окружную силу $P_{\rm O}$ можно выразить как $P_{\rm O} = N_{\rm I} \sin \alpha$, то с учетом данного результата имеем

$$P_Z f_3 = N_1 \sin \alpha - N_1 [D] + N_1 [A] (f_3 + 1)$$

Научно-технический журнал Инженер-нефтяник #3'2015







Рис. 12. График зависимости угла установки α_0 резца от значений коэффициента $f_{\rm p}$ трения.

$$P_{Z} = \frac{N_{1} \left\{ \left(f_{p} \cos \alpha - f_{p} \sin \alpha - \cos \alpha \right) + [A] \left(f_{3} + 1 \right) \right\}}{f_{2}}$$

Обозначим $(f_p \cos \alpha - f_p \sin \alpha - \cos \alpha) = [H]$

$$P_{Z} = \frac{N_{1} \left\{ [H] + [A](f_{3} + 1) \right\}}{f_{3}}$$

С учетом формулы (18) осевую силу $P_{\rm Z}$ определяем выражением вида

$$P_{Z} = \frac{(S(h)[\sigma_{p}]\{[H] + [A](f_{3} + 1)\})}{f_{2}}.$$
 (24)

Правая часть выражения (24) зависит от заданных условий (S(h); [σ_p]; f_p ; f_3 ; α). Например, для S(h) = 0,5 см²; [σ_p] = 50 дан; $f_p = f_3 = 0,3$ и $\alpha = 22°50'$ значение необходимой осевой силы P_Z на резец составляет 37,5 дан, что в 1,5 раз выше, чем это следует при положительном угле резания - 25 дан.

Таким образом, установка резцов из сплава типа ВК в долотах лопастного типа под отрицательным углом резания не имеет в породах средней твёрдости и твёрдых каких-либо заметных преимуществ перед традиционными схемами. Это касается, как интенсивности износа резца, так и использования осевых сил, действующих на породоразрушающий инструмент, поскольку для разрушения породы в режиме смятия (раздавливания) необходимо с учетом увеличения площади контакта резца с породой увеличивать осевую силу $P_{\rm Z}$ в

$$\frac{2}{\cos \alpha}$$
 pasa.

Поэтому в таких горных породах успешно используются резцы из алмазо-твёрдосплавных пластин и др. Износ такого резца в течение рейса характеризуется преимущественным износом относительно «мягкой» подложки толщиной до 5÷6 мм, в то время как тонкий слой (до 1 мм) из спеков мелких алмазов и твёрдого сплава разрушает породу, подобно самозатачивающимся резцам, в режиме микрорезания (внутреннего трения), а не в режиме раздавливания (смятия) породы, как это имеет место у твердосплавных резцов.

Ранее авторами было установлено, что при углах $\alpha = 53^{\circ} \div 58^{\circ}$ имеет место минимальный износ твердосплавного (ВК) резца в окрестностях точки О. Естественно предположить, что при углах [90 – (53°÷58°)] имеет место интенсивный износ резца АТП преимущественно относительно его «мягкой» подложки. Поэтому установка типа АТП в породах выше средней твердости и твердых с отрицательным углом соответственно 26°÷34° обеспечивает эффективное разрушение этих пород за счет постоянного их самозата-

чивания в течение всего рейса с образованием шлама более крупных фракций [7]. Следует отметить, что такого рода породоразрушающие инструменты требуют более интенсивной промывки ствола для удаления шлама и охлаждения алмазосодержащего слоя.

Резцы типа АТП, устанавливаемые с отрицательными углами в породах выше средней твердости обеспечивают в несколько раз большую глубину «резания», чем единичные алмазы в традиционных породоразрушающих инструментах. Так, например, если использовать общепринятую однослойную установку алмазов, то в трехлопастном долоте углубка за оборот составит не более 0,003÷0,006 мм, в то время как резец АТП позволяет повысить эту величину до 0,15÷0,3 мм. Именно это обстоятельство предопределяет высокие механические скорости бурения скважин.

Однако следует заметить, что недостатком рассматриваемого метода решения задачи по определению параметров взаимодействия резцов PDC с горной породой на забое в процессе её разрушения является то, что принимается начальное условие этого взаимодействия когда резец еще не имеет притупления. Притупление резца PDC в процессе бурения увеличивается, возрастает площадь его контакта с горной породой, что приводит к снижению удельной контактной нагрузки на забой и закономерному падению механической скорости бурения. В отличие от этого метода решения ранее предложенный механизм разрушения горной породы, позволяющий определить составляющие силы ее резания резцами PDC, учитывает наличие площадки притупления этих резцов по мере ее увеличения [5, 6]. Это приводит к возрастанию подъёмной силы, способствующей увеличению нормальных напряжений на границе контакта площадки притупления или изнашиваемой плоской площадки резца и горной породой на забое. Исходя из этого, определение силовых характеристик взаимодействия резцов PDC с горной породой при её разрушении и увеличении площади контакта (притупления) по мере их изнашивания, должно явиться предметом наших дальнейших исследований.

Выводы и рекомендации

1. Схема установки резцов с отрицательными углами резания не имеет существенных преимуществ по отношению к традиционным схемам (под прямым или положительными углами) для резцов из твёрдых сплавов при бурении скважин в рыхлых и мягких породах. 2. Схема установки твердосплавных резцов с отрицательными углами резания проигрывает традиционным схемам установки по силовым и энергетическом параметрам.

3. При бурении скважин в мягких и рыхлых породах (до IV категории по твердости) резцы могут быть установлены как с положительными углами в диапазоне 73°÷85°, так и с отрицательными углами резания в диапазоне 53°÷58°, поскольку в указанных диапазонах этих углов установки гарантируется минимальный их износ.

4. При бурении скважин в породах средней и выше средней твердости (V÷VII) резцы должны быть установлены с отрицательными углами в диапазоне 26°÷34°, при этом они должны быть изготовлены из алмазосодержащих композиционных материалов.

5. Предметом дальнейших исследований должно явиться совершенствование методики расчета силовых параметров взаимодействия породоразрушающих резцов с горной породой на забое с рассмотрением в динамике изменения площадки их притуплениях по мере изнашивания.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Арефьева В.В., Кочуков В.В. Повышение эффективности бурения за счет применения долот режущего типа // Инженер-нефтяник. 2007. №2, с. 25-28.

2. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. Н. Новгород, 2007.

3. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный породоразрушающий инструмент НПП. Тула: «Гриф и к», 2005.

4. Соловьев Н.В., Башкатов Д.Н. и др. Бурение разведочных скважин. М.: Высшая школа, 2007. 904 с.

5. Соловьев Н.В., Башкатов Д.Н., Горшков Л.К. и др. Геологоразведочный породоразрушающий инструмент на основе алмазов и сверхтвердых материалов. Изд. Южно-Российского государственного технического университета (НПИ), Новочеркасск: 2009.

6. Соловьев Н.В., Исонкин А.М., Богданов Р.К., Шестаков С.И. Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил ее резания буровым инструментом, оснащенным алмазнотвердосплавными пластинами // Инженер-нефтяник. 2010. №1. с. 33-36.

7. Чихоткин В.В. Исследование техники и технологии бурения геолого-разведочных скважин и разработка нового поколения алмазного породоразрушающего инструмента. М.: 1997.

8. Шамансуров И.И., Зиявиддинов С.Ш. Основы конструирования породоразрушающего инструмента для бурения шпуров и скважин. М.: Недра, 1986.

<u>REFERENCES</u>

1. Aref'eva V.V., Kochukov V.V (2007). Cutting bits: improvement of drilling effectiveness. // Inzhener-neftjanik. 2007. #2, p. 25-28.

2. Bashkatov D.N. (2007). Drilling process optimization N. Novgorod/

3. BudjukovJu.E., Vlasjuk V.I., Spirin V.I. (2005). Diamond drilling tools. NPP. Tula.

4. Solov'ev N.V., Bashkatov D.N. et al. (2007). Exploratory drilling. M.: Vysshaja shkola. 904 p.p.

5. Solov'ev N.V., Bashkatov D.N., Gorshkov L.K. (2009). Geological prospecting tools on the basis of diamond and superhard material. South Russian State Technical University publisher. Novocherkassk.

6. Solov'ev N.V., Isonkin A.M., Bogdanov R.K., Shestakov S.I. (2010). Rock disintegration mechanism and cutting force resolutions determination for bit with diamond and hard-alloy elements. Inzhenerneftjanik. #1. p. 33-36.

7. Chihotkin V.V. (1997). Exploratory drilling: study of processes and technology. Design of new generation of diamond drilling tool.

8. Shamansurov I.I., Zijaviddinov S.Sh. (1986). Rock disintegration tool for shot hole and well drilling: principles of design. M.: Nedra.

Многоярусная буровая колонка

Л.А. Лачинян – доктор техн. наук, профессор (ОАО «Завод бурового оборудования»)

Предлагаемая буровая коронка предназначена для бурения геологоразведочных скважин в часто перемежающихся по физико-механическим свойствам горных породах. В таких горно-геологических условиях трудно обеспечить высокие скорости бурения даже с использованием съёмного керноприёмника, так как существенное различие пород по твердости, абразивности и трещиноватости требуют для их эффективного разрушения соответствующее и принципиально отличное вооружение, которое невозможно совместить в одной стандартной буровой коронке. Это обусловливает частую смену коронки и, следовательно, значительные затраты времени на спуско-подъёмные операции и соответственно снижение скорости бурения.

В результате, с одной стороны, стремление к максимальному увеличению ресурса коронки постепенно привело к чрезмерному насыщению её торца элементами вооружения в ущерб элементам промывки и, соответственно, к увеличению энергозатрат и снижению механической скорости бурения. С другой стороны, резервы повышения долговечности буровой коронки за счет усиления вооружения практически исчерпаны, так как возможность дальнейшего увеличения высоты матрицы, например, в современной алмазной импрегнированной коронке ограничена тем, что ресурс подрезных резцов на порядок меньше ресурса торцевых [1].

Примерно такое же соотношение интенсивности износа торцевых и подрезных (калибрующих) резцов имеет колонковое шарошечное долото. Это обусловлено тем, что шарошка, имея конусообразную форму, обрабатывает забой своей максимально насыщенной резцами боковой поверхностью, а стенки скважины и керн – минимально насыщенной резцами периферийной поверхностью, т.е. кромкой основания и вершины конуса, ось которого наклонена к оси долота на угол 48-60°. В результате, как и в случае с импрегнированной алмазной коронкой, фактором, ограничивающим ресурс долота по вооружению, является также износ калибрующих резцов [2].

Исследованиями последних лет установлено, что при оптимизации конструкций буровых коронок необходимо стремиться к уменьшению длины секторов алмазных и количества резцов твердосплавных коронок, сохраняя при этом равномерность нагрузки по их торцу. Так, в алмазных коронках диаметром 76 мм, при уменьшении длины сектора торца с 13 до 8 мм, ресурс их возрос на 64 %, а уменьшение числа резцов твердосплавных коронок того же диаметра с 8 до 3 привело к увеличению механической скорости в 2 раза [3].

Многоярусная буровая коронка отличается тем, что, во-первых, она снабжена универсальным набором

вооружения и обеспечивает оперативное включение в работу той группы вооружения, которая наиболее полно соответствует физико-механическим свойствам проходимых в данный момент времени пород при неограниченной частоте их перемежаемости.

Во-вторых, благодаря цилиндрической форме и вращению резцов каждого яруса, ресурс вооружения их боковой поверхности, обрабатывающей стенки скважины и керн, увеличен в 1,5 раза [6].

На рис. 1 и 2 схематично изображена трехъярусная и четырехъярусная алмазная буровая коронка, ось вращения резцов которой расположена на среднем диаметре торца ее корпуса. Для упрощения чертежей и большей их наглядности промывочные окна, шламовые пазы и уплотнительные элементы не показаны. Нумерация ярусов начинается с ближнего к забою.

Трехъярусная буровая коронка имеет четыре державки резцов на каждом ярусе, а четырехъярусная - три.

На рис. 2 представлен вид по А-А (см. рис. 1) трехъярусной буровой коронки, а на рис. 3 ее развертка (вид по внешнему диаметру) с местным разрезом по среднему ее диаметру.

Трёхъярусная буровая коронка (см. рис. 2 и 3) отличается тем, что резцы 1, прочно связанные с ними державки 2, а также выполненные заодно с державками хвостовики 3 имеют цилиндрическую форму и общую ось вращения, расположенную на среднем диаметре торца корпуса коронки.

Цилиндрические хвостовики 3 державок 2, имеют проточку, образующую верхний 4 и нижний кольцевой уступ 5. Они вместе с упирающимися в них упорным подшипником 6, пятой 15 и пакетами пружин сжатия 7, входят с минимальным зазором и возможностью вращения вокруг своей оси в глухие отверстия 8, выполненные с торца тела коронки 16 параллельно её оси

Сила сжатия пакета пружин каждого яруса соответствует осевой нагрузке разрушения породы, для бурения которой предназначен данный ярус резцов. При этом каждый последующий вышерасположенный ярус резцов, считая от забоя, предназначен для пород большей твердости, чем для пород предыдущего нижнего яруса, а резцы первого яруса от забоя находятся с последним в постоянном контакте в процессе бурения.

Хвостовики державок резцов всех ярусов, кроме верхнего, вместе с предварительно поджатыми упорным подшипником 6 и пакетами пружин 7, удерживаются от выпадения из своих отверстий за счет упора верхним кольцевым уступом 4 проточки хвостовиков державок в верхнюю грань опорного кольца 10. Опорное кольцо 10, сваренное из двух половинок, установлено с минимальным



Рис. 1. Схема трехъярусной (A) и четырехъярусной (Б) алмазной буровой коронки.

зазором по диаметру в соответствующий кольцевой паз 11, выполненный на наружной поверхности тела коронки. Хвостовики державок верхнего яруса удерживаются от выпадения из своих отверстий благодаря стальному шарику 12, установленному через отверстие в теле коронки у её торца в кольцевую проточку, выполненную у нижнего конца хвостовика (рис. 3). Кольцевой паз вместе с опорным кольцом защищен от внешних воздействий кожухом 13 (на рис. 3 не показан).

При создании осевой нагрузки на забой, превышающей предельную для резцов первого от забоя яруса, пакет пружин этого яруса сжимается, и одновременно с его резцами в работу вступают резцы второго яруса.

В результате дальнейшего увеличения нагрузки на забой до значения, превышающего суммарную предельную нагрузку первого и второго яруса резцов, цилиндрические хвостовики державок первого от забоя яруса резцов, упираясь своим нижним кольцевым уступом 5 проточки хвостовиков в нижнюю грань 14

упомянутого опорного кольца 10, приподнимают резцы второго от забоя яруса, обеспечивая тем самым работу резцов последующего, третьего от забоя, яруса вместе с резцами первого. И, наоборот, в случае снижения нагрузки на забой в обратной последовательности, в работу вступают, также в обратной последовательности, сначала совместно резцы второго и первого яруса, и, затем, только резцы первого.

Рассмотрим подробнее работу многоярусной буровой коронки.

Резцы первого от забоя яруса разрушают породу при условии, что осевая нагрузка на забой соответствует силе сжатия пакета пружин этого яруса. При встрече более твердой породы и, как следствие, создании осевой нагрузки на забой, превышающей предельную для резцов этого яруса, пакеты его пружин сжимаются и в работу, вместе с резцами первого яруса, вступают резцы второго яруса. При этом породу разрушаю





породу разрушают резцы второго яруса, а резцы первого работают в режиме самозатачивания. При встрече еще более твердой породы и дальнейшем увеличении нагрузки на забой до значения, превышающего суммарную предельную нагрузку первого и второго яруса резцов, цилиндрические хвостовики державок первого от забоя яруса резцов, упираясь своим нижним кольцевым уступом 5 проточки хвостовика 3 в нижнюю грань 14 опорного кольца 10 (рис. 2 и 3), приподнимают резцы второго от забоя яруса, обеспечивая тем самым работу резцов последующего, третьего от забоя, яруса вместе с резцами первого.

В этом случае горную породу разрушают резцы третьего яруса, а резцы первого также находятся в



Рис. З. Развертка трёхъярусной буровой коронки (вид по внешнему диаметру) с местным разрезом по среднему ее диаметру.

режиме самозатачивания. При изменении твердости пород и соответственно нагрузки на забой в обратной последовательности, в работу вступают, также в обратной последовательности, сначала совместно резцы второго и первого яруса, и, затем, только резцы первого.

Таким образом, применение предлагаемой многоярусной буровой коронки, благодаря универсальности набора вооружения и возможности включения в работу той минимально необходимой группы вооружения, которая наиболее полно соответствует физико-механическим свойствам проходимых в каждый данный момент времени пород при неограниченной частоте их перемежаемости, позволяет существенно повысить эффективность процесса бурения за счёт снижения энергоемкости процесса, повышения механической скорости, ресурса коронки и экономии времени на её замену, в особенности при бурении со съёмным керноприёмником. Резцы имеют возможность вращения вокруг своей оси. В данном случае (см. рис. 1А) оси резцов расположены на среднем диаметре торца корпуса коронки и сцепление каждого резца со стенкой скважины обусловливает его вращение против часовой стрелки, а сцепление с керном, наоборот, - по часовой стрелке. Но, поскольку крутящий момент вращения точек резца относительно оси коронки по внешнему диаметру больше, то, в конечном итоге, резец должен проворачиваться против часовой стрелки. Вместе с тем, в результате сцепления резца с центральной частью кольцевого забоя под действием осевой нагрузки, одновременно с вращением происходит проскальзывание резца и создаются условия возникновения практически всех видов разрушения горных пород – истирание, резание, скалывание, смятие и раздавливание в различных комбинациях в зависимости от их физико-механических свойств и применяемых режимов бурения.

В случае же расположения 2-х резцов каждого яруса ближе к наружному диаметру коронки, а 2-х других – к внутреннему, то, поскольку они контактируют или только со стенкой скважины, или только с керном, то, с учетом контакта их также с центральной частью забоя, степень проскальзывания резцов будет значительно меньше, и, как следствие, преимущественную реализацию получит наиболее эффективный вид разрушения горной породы – смятие и раздавливание [4]. Цилиндрическая форма и вращение резцов вокруг своей оси обеспечивает более высокую вооруженность коронки подрезными резцами.

Действительно, матрицу, например, обычной алмазной буровой коронки можно представить в виде набора штабиков квадратной формы со стороной «а», равной ширине матрицы. В каждом таком штабике подрезные алмазы можно разместить только на внутренней и внешней стороне квадрата, т.е. на длине 2*a*.

В предлагаемой коронке штабики выполнены цилиндрической формы с диаметром той же величины «а», и подрезные алмазы расположены по всей длине окружности штабика, т.е. на длине 3,14a, и поэтому вооруженность подрезными алмазами в цилиндрическом штабике в 1,57 раза выше (3,14a:2a=1,57). Учитывая, что цилиндрические резцы установлены с зазором и их общая площадь забоя за счет этого чуть меньше, чем у обычной, преимущество в вооруженности подрезными алмазами выше не в 1,57, а в 1,5 раза. Следовательно, при прочих равных условиях долговечность такой коронки в сравнении с обычной также в 1,5 раза выше.

Наличие у резцов амортизаторов в виде пакетов пружин сжатия резко снижает действие ударных нагрузок,

возникающих в результате продольных и поперечных колебаний бурового снаряда, и приводящих к скалыванию резцов, в особенности алмазных, как наиболее хрупких, и, следовательно, пружины-амортизаторы способствуют повышению долговечности буровой коронки.

Пример проектирования предлагаемой многоярусной буровой коронки.

В качестве примера принимаем трёхъярусную импрегнированную алмазную коронку с наружным и внутренним диаметром 75,31 и 47,62 мм соответственно, т.е. соответствующую по габаритным параметрам коронке размера WLN по ISO 10097-1: 1999(Е) для бурения со съёмным керноприёмником. Толщина матрицы коронки по данному стандарту 13,8 мм. В этих габаритных параметрах размещены все конструктивные элементы трёхъярусной алмазной коронки, представленной на рис. 1А, 2 и 3.

Учитывая, что ресурс подрезных элементов вооружения предлагаемой коронки в 1,5 раза выше в сравнении с обычной, высоту её матрицы увеличиваем также в 1,5 раза, что обеспечивает соответствующее повышение долговечности буровой коронки. Диаметр проточки хвостовика, образующей верхний и нижний круговой уступ, равен 4 мм. В качестве упорного подшипника принимаем шарик диаметром 6 мм по ГОСТ 3722-81 с пятой.

Бурение проводим с применением снаряда со съёмным керноприёмником в породах V-X категорий буримости, в том числе резцами ярусов: первого – V-VI, второго – VI-VIII, третьего – VIII-X категорий буримости. Частота вращения – до 1500 об/мин.

Удельную осевую нагрузку принимаем согласно рекомендациям для алмазного бурения в зависимости от категории пород по буримости соответственно для резцов 3-х ярусов (кH/см²): V-VI – 0,4-0,6; VI-VIII – 0,6-0,8 и VIII-X – 0,8-1,0 [5].

Всего в работе 12 резцов, в том числе по 4 резца в каждом ярусе. Соответственно, площади рабочей поверхности резцов с учетом промывочных окон и шламовых пазов составляют по 2,1 см² на резец и, следовательно, по 8,4 см² в каждом ярусе. Согласно этим параметрам осевые нагрузки на резцы каждого яруса составят (кН): 1-ый ярус – 3,8-5,2 (на один резец 0,8-1,3); 2-ой ярус – 5,2-6,8 (на один резец 1,3-1,7) и 3-ий ярус – 6,8-8,4 (на один резец 1,7-2,1).

Резцы коронки представлены алмазоносными штабиками, припаянными к державкам всех ярусов резцов, причем, как условно показано на схематических чертежах, чем выше твёрдость пород, тем мельче алмазы. При этом максимальная деформация (ход) пакета пружин резцов первого яруса составляет $h_1 = 9$ мм, второго – $h_2 = 6$ мм, третьего – $h_3 = 3$ мм (см. рис. 3).

По мере роста осевой нагрузки резцы первого яруса, выбирая первые 2 мм своего хода, разрушают породы V категории и, затем, в пределах хода пружин в 1 мм, совместно с вступившими в работу резцами 2-го яруса, разрушают породу VI категории.

С дальнейшим увеличением осевой нагрузки, резцы 2-го яруса, в пределах хода своих пружин в 3 мм, разрушают сначала породу VII и, затем, совместно с резцами 3-го яруса, – породу VIII категории. Далее, цилиндрические хвостовики державок резцов 1-го яруса, вступивших в режим самозатачивания, после хода в 6 мм, под действием возросшей осевой силы, упираясь своим нижним кольцевым уступом 5 в нижнюю грань 14 опорного кольца 10, отрывают резцы 2-го яруса от забоя, открывая возможность продолжения работы резцам 3-го яруса для разрушения пород VIII-Х категорий буримости при нагрузке на резец 1,7-2,1 кН или при общей нагрузке на коронку 6,8-8,4 кН.

Таким образом, при изменении осевой нагрузки на коронку в ту или иную сторону, в любой последовательности и при любой её величине в пределах заданных границ, в работу вступают резцы, предназначенные для разрушения соответствующей данной нагрузке породы.

Очевидно, что эта принципиальная схема работы коронки может быть использована и применительно к породам, которые отличаются не только твёрдостью, но и трещиноватостью или абразивностью. При этом вооружение резцов коронки должно соответствовать этим физико-механическим свойствам пород согласно назначению каждого яруса резцов.

Для обеспечения режима самозатачивания и во избежание заполирования алмазов резцов 1-го яруса коронки, твёрдость материала матрицы их штабиков подбираем в соответствии с абразивностью пород, предназначенных для разрушения резцами 2-го и 3-го яруса, т.е., в данном случае, VII-Х категорий буримости.

Кроме того, поскольку резцы первого яруса находятся в постоянном контакте с забоем скважины, они могут быть усилены подрезными вставками из композиционного материала типа твесал, которые располагаются непосредственно в алмазоносном штабике с перекрытием торцевого слоя благодаря чему полный износ последнего может произойти только после износа вставок твесала [3].

Принимая во внимание значительные осевые нагрузки, действующие на резцы подвижных ярусов, выбираем для их восприятия пакеты тарельчатых пружин по ГОСТ 3057-90. Учитывая толщину стенки тела корпуса коронки (12,8 мм), принимаем пружину №020 с наружным диаметром 8 мм, сила которой при максимальной деформации составляет $F_3 = 400$ H. Номинальный диаметр отверстий и цилиндрических хвостовиков державок 8,3 мм.

Рассчитываем число пружин для первого яруса резцов. Оно представлено двумя группами пружин: параллельной и последовательной сборки. При рабочей деформации 0,8 $F_3 = 341$ H и в соответствии с максимальной осевой нагрузкой на резец первого яруса (1300 H) необходимое число пружин параллельной сборки составит

$$n_1 = 1300 : 341 = 3,80,$$

принимаем $n_1 = 4$ шт.

Максимальная деформация группы пружин параллельной сборки составит

 $S_{\text{nap.c}} = s_3 = 0,17$ MM,

где: *s*₁ – максимальная деформация пружины №020.

Поскольку общий ход пакета пружин резца первого яруса принят равным $h_1 = 9$ мм (см. рис. 3), максимальная деформация группы пружин последовательной сборки составит

$$S_{\text{noc.c}} = 9 - 0,17 = 8,83$$
 MM

Число группы пружин последовательной сборки в пакете равно

$$n = 8,83 : 0,17 = 51,94,$$

принимаем n = 52 шт.

Высота группы пружин параллельной сборки в пакете в свободном состоянии

$$L_{\text{nap.c}} = l_0 + (n_1 - 1) t , \qquad (1)$$

где: $l_{\rm o}$ – высота пружины, мм;

t - толщина пружины, мм.

 $L_{\text{map.c}} = 0,67 + (4 - 1) 0,5 = 2,17$ MM

Высота группы пружин последовательной сборки в свободном состоянии

 $L_{\text{noc.c}} = l_0 \times n = 0,67 \times 52 = 34,84 \text{ MM}$

Общая высота пакета пружин в свободном состоянии 2,17 + 34,84 = 37,0 мм.

Общая высота пакета пружин резца первого яруса с предварительной деформацией 0,2 F_3 (с поджатием при установке) составит

37,0 - 37,0 х 0,2 = 29,6 мм.

Аналогично для резца второго яруса получаем: необходимое число группы пружин параллельной сборки $n_1 = 1700$: 341 = 4,98; принимаем $n_1 = 5$ шт.; $S_{\text{пар.c}} = 0,17$ мм; поскольку максимальная деформации пакета пружин принята равной $h_2 = 6$ мм (см. рис. 3), общий ход группы пружин последовательной сборки будет равен $S_{\text{пос.c}} = 6 - 0,17 = 5,83$ мм; тогда n = 5,83: 0,17 = 34,29, принимаем n = 34 шт.;

 $L_{\text{пар.с}} = 0,67 + (5 - 1) 0,5 = 2,67$ мм; $L_{\text{пос.с}} = 0,67 \times 34$ = 22,78 мм; общая высота пакета пружин резца второго яруса в свободном состоянии 22,78 + 2,67 = 25,45 мм; то же с предварительной деформацией 0,2 F_3 составит 25,45 - 25,45 x 0,2 = 20,36 мм.

Для резцов третьего яруса также получаем: необходимое число группы пружин параллельной сборки $n_1 = 2100$: 341 = 6,16; принимаем $n_1 = 6$ шт.; $S_{\text{пар.c}} = 0,17$ мм; поскольку максимальная деформация пакета пружин принята равной $h_3 = 3$ мм (см. рис. 3), общий ход группы пружин последовательной сборки будет равен $S_{\text{пос.c}} = 3 - 0,17 = 2,83$ мм; тогда n = 2,83: 0,17 = 16,64, принимаем n = 17 шт.

 $L_{\text{пар.с}} = 0,67 + (6 - 1) 0,5 = 3,17$ мм; $L_{\text{пос.с}} = 0,67 \times 17$ = 11,39 мм; общая высота пакета пружин резца третьего яруса в свободном состоянии 3,17 + 11,39 = 14,56 мм. То же с предварительной деформацией 0,2 F_3 составит 14,56 - 14,56 x 0,2 = 11,65 мм.

Проверяем прочность тела коронки, которое, в местах сопряжения цилиндрического хвостовика державки подвижного резца со стенкой отверстия, испытывает напряжения смятия от действия окружной силы вращения при разрушении породы на забое. В качестве материала для корпуса коронки принимаем сталь 35 с пределом текучести 294 Н/мм². Максимальные напряжения возникают в отверстиях третьего яруса резцов, в котором максимальная осевая сила на забой составляет 8,4 кН.

Сначала определяем затраты мощности на вращение обычной алмазной коронки из следующей зависимости [1]:

$$N = 0.81 \times 10^{-8} P \times n_{\rm of} (D_{\rm H} + D_{\rm B}),$$
 (2)

где Р - осевая нагрузка на коронку, Н;

*n*_{вр} - частота вращения коронки, об/мин;

*D*_н - наружный диаметр коронки, мм;

*D*_в - внутренний диаметр коронки, мм

Поскольку P = 8400 H; $n_{\rm sp}$ = 1500 об/мин; $D_{\rm H}$ = 75,31 мм; $D_{\rm B}$ = 47,62 мм, имеем

N = 0,81 x 10⁻⁸ x 6000 x 1500 (75,31 + 47,62) = 12,6 кВт.
 Из 12 резцов в работе участвуют только 4, т.е.
 33 % от общей площади торца обычной коронки, и,
 следовательно, затраты мошности соответственно составят

Тогда крутящий момент на коронке

и что одновременно работают 4 резца, находим расчетную окружную силу на один резец

 $q_{\rm pe3,p}$ = $M_{\rm kp}$: R : 4 = 26,5 : 0,0376 : 4 = 176 H Площадь S от внутренней поверхности отверстия

диаметром d = 8,3 мм, воспринимающая боковую нагрузку смятия, будет равна:

$$S_{\rm or} = 3,14 \ge d \ge h \ge 2$$
 (3)

где h — высота сопряжения цилиндрического хвостовика с нижней кромкой внутренней поверхности отверстия, связанная с его перекосом, величина которого зависит от зазора между отверстием и цилиндрическим хвостовиком державки. Учитывая, что цилиндрический хвостовик входит в отверстие с минимальным зазором (например, по скользящей посадке), принимаем величину h = 0,2 мм. Тогда:

 S_{ot} = 3,14 x 8,3 x 0,2 : 2 = 2,60 MM²,

и напряжение смятия будет равно

 $176 : 2,60 = 67,7 \text{ H/mm}^2$.

При нагрузке смятия допускаемое напряжение для стали 35 составит 294 х 2,25 = 662 Н/мм², где 294 – предел текучести стали 35, Н/мм², а запас прочности тела корпуса коронки на смятие будет равен 662 : 67,7 = 9,8,

что достаточно.

Проверяем на смятие материал опорного кольца и кольцевого уступа проточки цилиндрического хвостовика державки резца первого яруса от действия осевой нагрузки на забой.

Максимальная нагрузка имеет место в сопряжении этих двух элементов коронки при совместной работе первого и третьего яруса резцов, когда нагрузка на резец первого яруса составит суммарную нагрузку резца первого и второго яруса, т.е.:

1,3 + 1,7 = 3 KH = 3000 H.

Опорная площадь кольцевого уступа, образованного проточкой диаметром 4 мм цилиндрического хвостовика диаметром 8,3 мм на контакте с гранью опорного кольца составляет (см. рис. 3) 25 % от общей площади кольцевого уступа хвостовика:

 $S_{\rm on} = (8,3^2 - 4^2) \times 0,785 \times 0,25 = 10,4 \text{ MM}^2.$

Напряжение смятия кольцевого уступа цилиндрического хвостовика и сопрягаемой поверхности опорного кольца составит

$$3000 : 10,4 = 288 \text{ H/mm}^2$$
,

а запас прочности на смятие, с учетом допускаемого напряжения для стали 35, будет равен 662 : 288 = 2,3,

что достаточно.

Проверяем прочность опорной поверхности упорного подшипника, представляющего собой шарик диаметром 6 мм с пятой. Согласно ГОСТ 3722-81 твёрдость шарика не менее 62HRC, разрушающая сила 16170 Н (1650 кг).

Запас прочности определяем для пяты и рабочего торца хвостовика, сегментная поверхность которых в сопряжении с шариком определяется следующей зависимостью:

$$S = 3,14 \ge d \ge H_{t}$$
 (4)

где *d* – диаметр шарика;

H – высота сегментной поверхности на контакте шарика с пятой или рабочим торцом хвостовика.

При d = 6 мм и H = 2 мм имеем:

$$S = 3,14 \times 6 \times 2 = 3/,68 \text{ MM}^2$$

Максимальное напряжение смятия в подшипнике (на рабочей поверхности пяты или хвостовика):

3000 *H* : 37,68 = 79,6 H/мм².

Запас прочности, при допускаемом напряжении на смятие 662 Н/мм², составит

662:79,6=8,4 ,

что достаточно.

Для обеспечения высокой износостойкости рабочих поверхностей пяты и хвостовика подвергаем их карбонитрации, что повышает твёрдость этих поверхностей до 56HRC и приближает к твёрдости поверхности шарика.

Приведенный пример проектирования предлагаемой конструкции многоярусной буровой коронки при оптимальных параметрах режима бурения и с учетом реальных нагрузок, воспринимаемых наиболее ответственными элементами конструкции в процессе разрушения забоя, показал её работоспособность и высокую прочность согласно своему назначению.

Применение многоярусной буровой коронки позволит при прочих равных условиях повысить ее ресурс в 1,5 раза, увеличить механическую скорость бурения, снизить энергоемкость процесса и значительно сократить затраты времени на спуско-подъёмные операции.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин: В 2-х томах / под общей редакцией проф. Е.А. Козловского. Том 2. М.: Недра, 1984, 437 с.

2. Породоразрушающий инструмент для геологоразведочных скважин. Справочник / Н.И. Корнилов, В.С. Травкин, Л.К. Берестень, Д.И. Коган. М.: Недра, 1979, 359 с.

3. Сверхтвердые материалы в геологоразведочном инструменте / Коллектив авторов: Р.К. Богданов, А.П. Закора, А.М. Исонкин и др.. Екатеринбуг: Изд-во УГГГА, 2003, 138 с.

4. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин: Справочное пособие.- М.: Недра, 1991. 334 с.

5. Бурение разведочных скважин. Учеб. для вузов / Н.В. Соловьев и др.; под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М.: Высшая школа, 2007. 904 с.

6. Лачинян Л.А., Лачинян Н.Л. Пат. 251536 РФ, МКИ6 Е 21 В 10/02 Многоярусная буровая коронка. № 2012121511/03; Заявл. 25.05.2012; Опубл. 10.05.2014.

<u>REFERENCES</u>

1. Exploratory drilling manual. 2 volumes. Under the editorship of professor E.A. Kozlovskij- v.2 .M.: Nedra. 1984, 437 p.p.

2. Rock destruction tool for exploratory drilling. Reference guide. N.I.Kornilov, V.S.Travkin, L.K.Beresten', D.I.Kogan. M.: Nedra. 1979. 359 p.p..

3. Bogdanov R.K., Zakora A.P., Isonkin A.M. & al. (2003). Ultra-hard materials for exploratory drilling rock destruction tools.: Ekaterinbug: UGGGA publisher. 138 p.

4. Sulakshin S.S. (1991). Exploratory drilling. Resource Book. M.: Nedra. 334 p.p.

5. Exploratory drilling. College textbook. N.V. Solov'ev et al. under the editorship of. N.V.Solov'ev. M.: Vysshaja shkola. 2007. 904 p.

6. Lachinjan L.A., Lachinjan N.L. Patent 251536 РФ, МКИ6 Е 21 В 10/02 Multistaged drill bit . № 2012121511/03; pending. 25.05.2012. layed open. 10.05.2014.

VAK 622.244.46

Обоснование и расчет параметров оборудования пневмоударного бурения интервалов под направления на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении

К.В. Бузанов – аспирант; К.И. Борисов – доктор техн. наук (Национальный исследовательский Томский политехнический университет) А.А. Лавров – начальник отдела (ООО «Коралайна Инжиниринг»)

Одной из главных и наиболее остро стоящих задач, касающейся развития нефтяной и газовой промышленности в России на сегодняшний день, является внедрение в производственный процесс инновационных технологий, позволяющих минимизировать затраты, снизить производственные риски, тем самым способствуя снижению себестоимости углеводородного сырья.

При освоении нефтегазовых месторождений Восточной Сибири бурение скважин осуществляется в сложных горно-геологических условиях. Наибольшие трудности для бурения представляют катастрофические поглощения промывочной жидкости в интервалах Верхоленской, Литвинцевской и Ангарской свит на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области. Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1983 году по результатам бурения параметрической скважины №191. По состоянию на 01.01.2004 г. с учётом новых данных, полученных при ОПЭ, произведен пересчёт запасов углеводородного сырья Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). По запасам месторождение является одним из крупных в Иркутской области [2].

Идея бурения проблемных интервалов с продувкой воздухом и погружным пневмоударником, как возможного решения задачи предотвращения поглощений промывочной жидкости, предложена к рассмотрению в работе [1], и нашла свое подтверждение в расчётах экономической эффективности от реализации предлагаемой технологии и решениях научно-технического совета ЗАО «Русь-Ойл», осуществляющем в настоящее время работы на Дулисьминском месторождении.

Реализация рекомендованной технологии основана на научном подходе к обоснованию выбора бурового оборудования, инструмента и разработке техникотехнологической карты бурения. При этом авторами проведен анализ перспектив применения современных методик по расчету параметров продувки воздухом и работы пневмоударника для бурения сложных интервалов. На первоначальной стадии решался вопрос с выбором буровой установки. Поскольку планировалось проводить пневмоударное бурение только интервалов под направления на глубину до 300 м, целесообразно выбрать для этих целей мобильную буровую установку, обеспечивающую возможность проходки скважины и спуска обсадной колонны на заданную глубину. Характеристики проектируемой мобильной буровой установки в значительной степени зависят от параметров обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Для крепления ствола скважины в интервале под направление в соответствии с проектными документами используется обсадная колонна диаметром 323,9 мм, толщиной стенки 11 мм, марки прочности Д, номинальным диаметром муфты 351 мм, соединительной резьбой ОТТМ. Длина обсадной трубы 11 м; вес одного погонного метра при выбранной толщине стенки – 84,8 кг, вес муфты – 23,4 кг [3].

Согласно ГОСТ 16293-89 критериями выбора буровой установки является выполнение условий:

$$P_{\rm ok} \le 0.9 \cdot Q_{\rm max} \tag{1}$$

$$P_{\rm d\kappa} \le 0.6 \cdot Q_{\rm max} \tag{2}$$

$$P_{\text{бк}} \cdot k_{\text{прих}} \le Q_{\text{max}} \tag{3}$$

Таблица 1. Бурильная колонна и КНБК пневмоударного способа

Лпина

Marca

где $P_{\rm ok}$ – нагрузка от массы обсадной колонны,

бурения на Нарыкско-Осташкинской площади.

No

 $P_{\rm б\kappa}$ – нагрузка от массы бурильной колонны,

 Q_{\max} – допускаемая нагрузка на крюке буровой установки, k_{\min} – коэффициент прихвата бурильной колонны (примем k_{\min} = 1,5) [4].

Напужный

Во время спуска обсадной колонны, состоящей из 28 труб, при достижении забоя 300 м максимальный вес на крюке будет составлять:

 $P_{\text{ok}} = 28 \cdot 11 \cdot (84,8 + 23,4) \cdot 9,81 \cdot 10^{-3} = 327 \text{ kH}$

На основании анализа рыночных предложений и характеристик оборудования предварительно запланировано использование мобильного бурового комплекса T130XD производства компании Shramm. Согласно паспортной характеристике T130XD позволяет работать с обсадными трубами, длиной до 15 м, и имеет проходное сечение в столе ротора 711 мм. Допускаемая нагрузка на крюке составляет 590 кН [5].

Таким образом, T130XD соответствует характеристикам обсадной колонны, включая допускаемой расчетной нагрузке на крюке от ее массы.

Выбор бурильной колонны и КНБК произведен на основе анализа технологии и техники бурения скважин на Нарыкско-Осташкинской площади в Кемеровской области мобильными установками с продувкой и пневмоударниками (табл.1) [1]. Такой подход обоснован вследствие того, что данная площадь имеет геологический разрез, схожий с Дулисьминским нефтегазовым месторождением.

Буровая коронка DHD 112 производства компании Atlas Copco диаметром 381 мм с вогнутой торцевой поверхностью была выбрана для целей обеспечения вертикальности скважины в горных породах от средней твёрдости до твёрдых (рис. 1). Вертикальность ствола скважины в осложненных условиях работы достигается за счёт более широких калибрующих штырей и двойного перекрывающегося калибрующего венца. Данная коронка оснащена пятнадцатью внешними, двенадцатью внутренними и двадцатью восьмью торцевыми штырями. Каждый

> штырь имеет диаметр 19 мм. Угол наклона внешних штырей составляет 35°, внутренних – 15°, конусность – 10° [6].

> Пневмоударник серии Quantum Leap® QL 120 STD с рабочим давлением 0,6-1,7 МПа и внешним диаметром 285 миллиметров выбран исходя из успешного опыта применения данной модели компанией 000 «Белон геология» при бурении на угольных шахтах Чертинского и Никитинского участков Кемеровской области [6].

п/п	Элемент КНБК	диаметр, мм	(высота), м	КГ	Назначение
	Буровая коронка DHD 112	381	0,33	205	Разрушение горных пород
1	Погружной пневмоударник QL 120 STD	285	1,6	650	Пневмоударник
2	Переходник на стабилизатор	196,8	0,38	31	Переходник
3	Стабилизатор	371,8	3,66	885	Стабилизатор
4	Переходник на УБТ	196,8- 139,7	0,45	72	Переходник
5	УБТ 139,7	139,7	54,6	5358	Утяж. бур. трубы
6	Переходник на бурильные трубы	139,7	0,45	72	Переходник
7	Бурильные трубы серии Т4	127	0ст.	10977	Бур. Трубы

DHD 112 DHD 112



Рис. 1. Буровая коронка DHD 112.

Проверка соответствия допускаемой нагрузки на крюке расчетным нагрузкам от массы бурильной колонны осуществляется по формуле (2):

 $P_{6\kappa} = (205+650+31+885+72+5358+72+10977) \cdot 9,8 = 178,85 кH.$ 178,85 кH ≤ 354 кH.

Оценка нагрузки при ликвидации прихвата проводится по формуле (3):

268,275 к
H \leq 590 кH.

Таким образом, установка T130XD соответствует всем критериям выбора для условий бурения интервалов под направления на Дулисьминском месторождении. Выбранная мобильная буровая установка является альтернативой станку глубокого бурения для бурения начальных осложненных интервалов нефтегазовых

скважин.

Т130XD укомплектована вращателем с постоянным крутящим моментом 12 кН м при 0-143 об/мин; при этом ход вращателя составляет 15 м, что в свою очередь позволяет работать с бурильными трубами различной длины. Усилие на забой составляет 145 кН [5].

Одним из важнейших аспектов успешной реализации пневмоударного бурения является расчёт оптимальных параметров продувки воздухом с целью прогнозирования необходимого развиваемого давления и надлежащего выбора компрессора.

Анализ литературных источников [7, 8, 9, 10] позволяет утверждать, что наиболее адаптируемой методикой расчета параметров продувки является

методика Б.Б. Кудряшова [7]. Однако, данная методика не учитывает условия бурения с продувкой воздухом при высоком водопритоке в скважину. Согласно производственным данным при прохождении Ордовикских отложений и Верхоленской свиты в интервале от 0 до 300 метров величина водопритока в скважину из водоносных пластов составляет до 15 м³/ч и до 32 м³/ч соответственно.

Для расчета предварительно выбираются бурильные трубы производства компании СЕТКО с типом резьбового соединения З 1/2" IF по API 7, что соответствует отечественной замковой резьбе 3-102 (рис. 2) [6].



Рис. 2. Бурильная труба для реализации пневмоударного способа бурения,

Исходные данные для расчета продувки воздухом, отражающие ситуацию бурения на ДНГКМ, приведены в таблице 2.

Таблица 2. Исходные данные для расчета технологии продувки воздухом на ДНГКМ.

Конструкция скважины							
Первое направление							
Диаметр обсадной трубы	$D_{\scriptscriptstyle \rm H1}$ (мм)	426,00					
Толщина стенки	Z _{н1} (мм)	11,00					
Глубина спуска	L _{н1} (м)	10,00					
Зенитный угол	<i>β</i> (град)	0,00					
Второе напра	авление						
Диаметр бурения	$D_{\rm {\it б}\kappa}$ (мм)	381,00					
Диаметр обсадной трубы	D _{н2} (мм)	324,00					
Толщина стенки	Z _{H2} (MM)	11,00					
Глубина спуска	L _{H2} (M)	300,00					
Зенитный угол	<i>β</i> (град)	2,50					

Параметры бурильного инструмента, необходимые для расчета							
Длина (L)	l _и (м)	6					
Наружный диаметр инструмента (А)	<i>d</i> _и (мм)	127,00					
Толщина стенки инструмента (В)	Z _и (ММ)	8,8					
Проходной диаметр замка (С)	<i>d</i> ₃ (мм)	58,00					
Наружный диаметр замка	d _{нз} (мм)	127,00					
Параметры нагнетательной лини	и	_					
Внутренний диаметр нагнетательной линии	$D_{\scriptscriptstyle m BX}$ (мм)	90,00					
Общая длинна нагнетательной линии	l _{вх} (м)	20,00					
Параметры выкидной линии							
Внутренний диаметр выкидной линии	D _{вых} (мм)	200,00					
Общая длинна выкидной линии	l _{вых} (м)	30,00					
Технологические параметры							
Зенитный угол скважины при забое 300 м.	β (град)	2,5					
Средняя температура воздуха в скважине	T (°C)	20,00					
Атмосферное давление	$p_{\scriptscriptstyle 0}$ (атм)	1,00					
Скорость восходящего потока	V (м/с)	15,25					
Скорость проходки при бурении под направление (механическая)	V _{мех.к} (м/ч)	30,00					
Перепад давления на пневмоударнике	<i>Р</i> п (атм)	17,00					
Константы							
Коэффициент неравномерности скорости воздуха из-за наличия каверн	K (1,3÷1,5)	1,50					
Коэффициент уменьшения подъёмной силы из-за потерь давления в кольцевом пространстве	K ₁ (1,05÷1,2)	1,20					
Газовая постоянная воздуха	<i>R</i> (Дж/кг×°К)	287,00					
Средняя плотность горных пород	ρ (кг/м³)	1 900,00					
Ускорение свободного падения	g (M/C²)	9,81					
Коэффициент Гастерштадта	K _r (1,2)	2,00					
Опытный коэффициент местного сопротивления в соединении	a' (1,5÷2)	2,00					
Параметры водопритоков							
Первый горизонт водопритока	-						
Глубина начала водопритока	<i>h</i> (м)	42					
Плотность воды	ρ _в (кг/м ³)	1 000					

Таблица 2 (продолжение). Исходные данные для расчета технологии продувки воздухом на ДНГКМ.

Таб	лица 2 (окончание). Исходные	данные д	цля	расчета	технологии	продувки	воздухом	на	днгкм.
-----	-------------------	-------------	----------	-----	---------	------------	----------	----------	----	--------

Объём	V (м³/час)	15
Масса водопритока	т (кг/час)	15000
Удельная масса водопритока	<i>т</i> (кг/с)	4
Нарастающий итог массы по водопритоку	т (кг/час)	15000
Нарастающий итог удельной массы по водопритоку	<i>т</i> (кг/с)	4
Второй горизонт водопритока		•
Глубина начала водопритока	<i>h</i> (м)	240
Плотность воды кг/м³	ρ _в (кг/м³)	1 000
Объём (м³/час)	V (м³/час)	32
Масса водопритока	<i>т</i> (кг/час)	32000
Удельная масса водопритока	<i>т</i> (кг/с)	9
Нарастающий итог массы по водопритоку	<i>т</i> (кг/час)	47000
Нарастающий итог удельной массы по водопритоку	<i>т</i> (кг/с)	13

Расход воздуха определяется по формуле [7]:

$$Q = (K \cdot K_1 \cdot \frac{\pi (D_{\delta\kappa}^2 - d_u^2)}{4}) \cdot V, \ M^3/c$$
(4)

где *К* – коэффициент, учитывающий уменьшение подъемной силы воздуха вследствие потерь давления в кольцевом пространстве;

К₁ – коэффициент неравномерности скорости из-за наличия каверн;

V – скорость восходящего потока воздуха, м/с;

 $D_{\rm 6\kappa}$ — диаметр скважины с учетом его увеличения вследствие разработки, м;

 d_{u} - диаметр бурильных труб, м.

$$Q = (1.5 \cdot 1.2 \cdot \frac{3.14(0.381^2 - 0.127^2)}{4}) \cdot 15.25 = 2.78 \text{ m}^3/\text{c} = 166 \text{ m}^3/\text{muh.}$$

Далее находится массовый расход воздуха [7]:

$$G = \frac{Q \cdot p_0}{R \cdot T}, \, \text{кг/с}$$
(5)

где Q – расход воздуха, м³/с;

*p*₀ – атмосферное давление, Па;

R – газовая постоянная воздуха, Дж/кг×°К;

Т – средняя температура воздуха в скважине, К.

$$G = \frac{2,78\cdot101325}{278\cdot293} = 3,35 \text{ Kr/c}$$

Удельную массу выносимой породы можно оценить по формуле [7]:

$$G_{\Pi} = \frac{\pi \cdot D_{\delta\kappa}^2 \cdot \rho \cdot V_{\text{меч.н}}}{4}, \text{ Kr/c}$$
(6)

где $D_{\rm fr}$ – диаметр скважины с учетом его увеличения вследствие разработки, м;

ho – средняя плотность горных пород, кг/м³;

 $V_{\rm меч. H}$ – планируемая механическая скорость бурения интервала под направление, м/ч.

$$G_{\Pi} = \frac{3,14 \cdot 0,381^2 \cdot 1900 \cdot 30}{4} = 1,8 \text{ Kr/c.}$$

Определяется расходная концентрация шлама [7]:

$$\mu = \frac{G_{\Pi}}{G}$$
(7)
$$\mu = \frac{1,8}{3,35} = 0,53$$

Далее по методике Б.Б. Кудряшова производится расчет давления в выкидной линии.

Для этого площадь сечения канала выкидной линии находится [7]:

$$F = \frac{\pi \cdot D_{\text{Bbix}}^2}{4},$$
 (8)

где $D_{\text{вых}}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м.

$$F = 3,14 \cdot 0,2^2 / 4 = 0,031$$
 m.

Коэффициент «а» [7]:

$$a = \frac{G^2 \cdot R \cdot T}{D_{\text{BMV}} \cdot F^2},\tag{9}$$

где $D_{\text{вых}}$ – внутренний диаметр выкидной линии, м; G – массовый расход воздуха, кг/с;

R – газовая постоянная воздуха, Дж/кг×°К;

F – площадь сечения канала, м²;

$$a = \frac{3,35^2 \cdot 287 \cdot 293}{0,2 \cdot 0,031^2} = 4786447335,45$$

Коэффициент «*b*» [7]:

$$b = \frac{g \cdot \sin\beta}{2 \cdot R \cdot T} \tag{10}$$

где g — ускорение свободного падения, м/с²; β — зенитный угол скважины, в данном случае, град;

$$b = \frac{9,81 \cdot \sin 90^{\circ}}{2 \cdot 287 \cdot 293} = 0,0000583$$

Коэффициент аэродинамического сопротивления рассчитывается по формуле Веймаута [7]:

$$\lambda = 0.009407 / \sqrt[3]{D_{\rm BMX}}$$
(11)

$$\lambda = 0.009407 / \sqrt[3]{0.2} = 0.0161$$

Для горизонтального участка выкидной линии потери давления составят:

$$p_{k1} = \sqrt{p_0^2 + \lambda \cdot a \cdot l_{\text{вых}}}$$
(12)

$$p_{k1} = \sqrt{101325^2 + 0.0161 \cdot 4786447335, 45 \cdot 30} = 112145, 3 \Pi a =$$

= 0,11 МПа.

где p_0 – атмосферное давление, Па;

*l*_{вых} – длина выкидной линии, м.

Для обвязки устья и соблюдения надлежащей технологической схемы бурения с продувкой воздухом необходимо крепление ствола скважины одной обсадной трубой ОК-426 мм.

Расчет давления на башмаке в первом направлении, диаметром 426 мм.

Эффективное сечение обсадных труб ОК-426 мм находится по формуле [7]:

$$D_{\mathrm{s}\phi} = \sqrt{\left(D_H - 2 \cdot z_u\right)^2 - d_u^2}$$
(13)

0

$$D_{\rm sp} = \sqrt{(0,426 - 2.0,01)^2 - 0,127^2} = 0,384$$
 M.

Площадь сечения канала первого направления определяется по формуле (8):

$$F = 3,14 \cdot 0,384^2 / 4 = 0,12$$
 m

Коэффициент «*а*» для расчета давления в первом направлении рассчитывается по формуле (9):

$$a = \frac{3,35^2 \cdot 287 \cdot 293}{0,384 \cdot 0,12^2} = 184598232,223$$

Коэффициент «*b*» для расчета давления в первом направлении рассчитывается по формуле (10):

$$b = \frac{9,81 \cdot \sin^\circ}{2 \cdot 287 \cdot 293} =$$

Коэффициент аэродинамического сопротивления находится по формуле (11):

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{0,384} = 0,0132$$

Давление на башмаке первого направления рассчитывается по формуле (14), с условием восходящего потока в кольцевом пространстве, приняв за начальное давление на выходе выкидной линии $p_{\rm kl}$.

$$p_{k2} = \frac{\sqrt{p_{k1}^2 + l \cdot (1 + K_{\Gamma} \cdot \mu) \cdot a \cdot l + p_{kl} \cdot (1 + \mu) \cdot b \cdot l}}{1 - (1 - \mu) \cdot b \cdot l} \quad (14)$$

где K_r – безразмерный коэффициент Гастерштадта (для алмазного ПРИ и буровых коронок $K_r = 1 \div 1,5$);

l – текущая координата для восходящего потока от устья к забою, м (для условий настоящего расчета принимает-ся l = 10 м).

$$p_{k2} = 112366 \Pi a = 0,113 M\Pi a$$

Расчет давления во втором направлении диаметром <u>324 мм.</u>

Эффективное сечение при бурении под обсадную колонну 324 мм. находитсся по формуле (13):

$$D_{\rm sp} = \sqrt{0.381^2 - 0.127^2} = 0.359$$
 M.

Площадь сечения канала при бурении под второе направление найдем по формуле (8):

$$F = 3,14 \cdot 0,359^2 / 4 = 0,101$$
 M

Коэффициент *а* для расчета давления на забое при бурении под ОК-324 мм. найдем по формуле (9):

$$a = \frac{3,35^2 \cdot 287 \cdot 293}{0.359 \cdot 0.101^2} = 256105963,27$$

Коэффициент *b* для расчета давления на забое при бурении под ОК-324 м найдется по формуле (10).

$$b = \frac{9,81 \cdot \sin 2,5^{\circ}}{2 \cdot 287 \cdot 293} = 0,0000025$$

Коэффициент аэродинамического сопротивления определится по формуле (11):

$$\lambda = 0.009407 / \sqrt[3]{0.359} = 0.0132$$

Давление на финальном забое при бурении под второе направление рассчитывается по формуле (14), с условием восходящего потока в кольцевом пространстве, приняв за начальное давление на башмаке первого направления $p_{\rm k2}$.

$$p_{k3} = 121394,5 \Pi a = 0,121 M \Pi a$$

Расчет давления в бурильных трубах. Эффективное сечение инструмента:

$$D_{\mathrm{b}\phi} = d_{\mathrm{u}} - 2 \cdot z_{\mathrm{u}} \tag{15}$$

где d_u – наружный диаметр бурильных труб, м; z_u – толщина стенки бурильных труб, м.

$$D_{\rm adt} = 0.127 - 2 \cdot 0.0088 = 0.1094$$
 M

Площадь сечения канала инструмента находится по формуле (8):

$$F = 3,14 \cdot 0,1094^2 / 4 = 0,0094 \text{ m}^2.$$

Коэффициент *а* инструмента находится по формуле (9): 3 35²·287·293

$$a = \frac{3,35}{0,1094,0,0094^2} = 97740971889,93$$

Коэффициент *b* инструмента вычисляется по формуле (10):

$$b = 0,0000025$$

Коэффициент аэродинамического сопротивления инструмента находится по формуле (11):

$$\lambda = 0,009407/\sqrt[3]{0,1094} = 0,0198$$

Коэффициент местного сопротивления в соединении инструмента определится по формуле Б.С. Филатова:

$$\xi = a' \cdot [(\frac{D_{s\phi}}{d_s})^2 - 1]^2$$
(16)

где а' – опытный коэффициент, для замковых соединений принимается равным 2;

d₃ - наименьший диаметр суженной части соединения, м. Таким образом, для случая использования бурильных труб с наружным диаметром 127 мм, коэффициент местного сопротивления составит:

$$\xi = 2 \cdot \left[\left(\frac{0,1094}{0,058} \right)^2 - 1 \right]^2 = 13,085$$

Далее необходимо рассчитать давление воздуха на входе в бурильную колонну:

$$p_{k4} = \frac{\sqrt{p_{H1}^2 + \lambda \cdot a \cdot (l + \frac{D_{a\phi} \cdot \xi \cdot n}{\lambda}) - p_{H1} \cdot b \cdot l}}{1 + b \cdot l}$$
(17)

где *п* – количество замковых соединений в бурильной колонне; с учетом глубины забоя 300 м принимается равным 33.

За начальное давление для нисходящего потока воздуха в бурильной колонне принимается известное давление на забое p_{k3} с учетом перепада давления на пневмоударнике.

$$p_{n1} = p_{k3} + p_n = 121394 + 17 \cdot 101325 = 1843919,5$$
 Па = = 1,8 МПа.

*p*_{k4} = 2937060,14 Па = 2,93 МПа.

Расчет давления на штуцере ресивера:

Площадь сечения нагнетательной линии канала аналогии с предыдущими расчетами:

 $F = 3,14 \cdot 0,09^2 / 4 = 0,0064$ M.

Коэффициент а инструмента находится по формуле (9):

$$a = \frac{3,35^2 \cdot 287 \cdot 293}{0,09 \cdot 0,0064^2} = 259388498932$$

Коэффициент аэродинамического сопротивления инструмента определится по формуле (11):

$$\lambda = 0,009407/\sqrt[3]{0,09} = 0,021$$

Давление на штуцере ресивера вычисляется по аналогии с расчетом давления на выкидной линии, приняв за начальное давление на входе в бурильную колонну и длину нагнетательной линии 20 м:

 $p_{\rm kp} = \sqrt{2937060.14^2 + 0.021 \cdot 259388498932 \cdot 20} = 2955540.38$ $\Pi a =$ = 2,95 MПа.

Для обоснования выбора параметров бурильного инструмента, а также компрессорного хозяйства необходима модель, наглядным образом демонстрирующая зависимость давления на штуцере ресивера от конкретных условий бурения Дулисьминского месторождения.

Находится давление на штуцере ресивера в условиях вскрытия водяных горизонтов на глубинах 42 метра и 240 метров. Величина водопритока составляет 15 м³/час и 32 м³/час соответственно. Данная ситуация является моделированием процесса бурения интервала под направление с продувкой воздухом на скважинах кустовой площадки №4 Дулисьминского месторождения.

Согласно производственным данным, средний суммарный водоприток на скважинах кустовой площадки №4 на глубине 300 метров составляет 47000 кг/час. Удельная масса суммарного водопритока (G_в) в таком случае составит 13,05 кг/с. Полученную величину удельного суммарного водопритока необходимо прибавить к удельной массе выносимой породы, найденной в (6). В результате получается удельная масса выносимой горной породы с водопритоком.

$$G_{\rm IIB} = G_{\rm II} + G_{\rm B} \tag{18}$$

$$G_{\text{\tiny IIB}} = 1.8 + 13.05 = 14.85 \text{ Kr/c.}$$

Проводя аналогию расчета по формуле (7), определяется расходная концентрация шлама для случая бурения в присутствии водопритока.

$$u = \frac{14,85}{3,35} = 4,43$$

Далее необходимо рассчитать давление на входе в бурильную колонну, по формуле (17).

За начальное давление для нисходящего потока воздуха в бурильной колонне принимается давление на забое $p_{\rm kb3}$ с учетом перепада давления на пневмоударнике.

$$p_{\rm kb3} = 151412,5$$
 Па $= 0,15$ МПа

 $P_{_{\text{квл3}}} = p_{\text{kв3}} + p_{\pi} = 151412,5 + 17 \cdot 101325 = 1873937,5$ атм. = = 1,87 МПа.

Тогда давление на штуцере ресивера в случае использования бурильного инструмента с выбранными параметрами в условиях водопритока составит:

$$p_{\rm k} = \sqrt{2955466, 6^2 + 0.021 \cdot 259388498932 \cdot 20} = 2973832, 6$$
 Ta =
= 2.97 MTa.

Таким образом, основываясь на полученном результате, можно сделать вывод о том, что наложение условий водопритока незначительно влияет на величину требуемого развиваемого давления на компрессоре. Выбранная скорость обратного потока 15,25 м/с при заданной механической скорости бурения 30 м/ч будут обеспечивать вынос породы при бурении в условиях водопритока.

С учетом довольно значительной глубины бурения, и, принимая во внимание полученное значение расхода воздуха 167 м³/мин, выбранную установку T130XD необходимо будет доукомплектовать двумя дизельными бустерами «Hurricane» В18ТТ-61 и В18-63/4000 производства компании Atlas Copco. Согласно паспортной характеристике, бустер «Hurricane» B18TT-61 имеет максимальное рабочее давление 69 атмосфер и развиваемый расход воздуха составляет 128 м³/мин., бустер «Hurricane» В18-63/4000 развивает расход воздуха до 54 м³/мин при максимальном давлении 276 атмосфер.

Моделируя процесс пневмоударного бурения математическими методами, невозможно оценить степень влияния образования сальников на механическую скорость бурения при прохождении пропластков аргиллитов и ангидридов интервала Верхоленской свиты. Опыт компаний 000 «Интес» и ООО «Белон-геология» показывает, что в случае образования сальников снижается скорость проходки, возрастают потери давления, снижается скорость восходящего потока и, как следствие, требуется дополнительный цикл продувки скважины с увеличенным расходом воздуха.

Для условий Дулисьминского месторождения принята скорость восходящего потока, рекомендуемая на основе
проведенных опытов для соответствующих категорий пород [7].

Проведение опытно-промышленных работ и апробация полученной математической модели позволит оценить влияние неучтенных факторов, подобрать оптимальные

параметры режима бурения и компрессования и сделать вывод о правильности и соответствии выбора расхода воздуха, величины скорости восходящего потока и требуемой механической скорости проходки.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Бузанов К.В., Борисов К.И. Технология бурения пневмоударником как способ предупреждения катастрофических поглощений на Дулисьминском месторождении // Инженер-Нефтяник. 2014. №4. с. 28–31.

2. Проект на проведение комплекса гидрогеологических поисково-разведочных работ на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении. Иркутск: 2012. с. 45-50.

3. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Государственный комитет по стандартам СССР. М.: 1980.

4. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: учебное пособие. Самохвалов М.А. Томск.: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. 312 с.

5. Инструкция по эксплуатации МБУ Т130XD. 000 «Коралайна Дриллинг». М.: 2010. 17 с.

6. Каталог изделий – оборудование для бурения с погружным пневмоударником. Компания Atlas Copco Secoroc AB. Швеция: 2007.

7. Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И.. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. М.: Недра, 1990 г. 263 с.

8. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов. – М.: Недра, 1989. с. 56-75.

9. Мехтиев Э.Х. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями. М.: Недра, 1980. с. 78-93.

10. Шамшев Ф.А., Тараканов С.Н., Кудряшов Б.Б. Технология и техника разведочного бурения. М.: Недра, 1983 г. 565 с.

11. Спутник буровика. / под ред. Иогансена К.В. М.: Недра, 1990. 303 с.

<u>REFERENCES</u>

1. Buzanov K.V., Borisov K.I. (2014). Air hammer drilling technology as a method of catastrophic fluid loss prevention for Dulis'minskoe field. Inzhener-Neftjanik. #4. p. 28–31.

2. Plan of hydrogeological prospecting and exploration works for Dulis'minskoe oil-and- gas and condensate field. Irkutsk: 2012. p. 45-50.

3. GOST 632-80. Casing pipes and their couplings. The State Committee for Standardization of the USSR M.: 1980.

4. Drilling equipment: installation and maintenance. Schoolbook. Samohvalov M.A. Tomsk.: Tomsk Polytechnic University Press. 2010. p. 312.

5. Operation manual for MBU T130HD. 000 "Koralajna Drilling". M., 2010. 17 p.p.

6. Item catalogue - downhole hammer drilling equipment Atlas Copco Secoroc AB. Sweden 2007.

7. B.B. Kudrjashov, A.I. Kirsanov. (1990). Exploratory air drilling. M.: Nedra. 263 p.p.

8. Bronzov A.S. (1989). Drilling with the use of gaseous agent. M.: Nedra. p. 56-75.

9. Mehtiev Je.H. (1980). Aerated fluid drilling: bottomhole cleaning. M.: Nedra. p. 78-93.

10. Shamshev F.A., Tarakanov S.N., Kudrjashov B.B. (1983). Exploratory drilling: techniques and technologies. M.: Nedra. 565 p.p.

11. Driller guide. under the editorship of Iogansen K.V. M.: Nedra, 1990. 303 p.p.

VAK 622.24

Новые направления в технологии забуривания бокового ствола с искусственного забоя в не обсаженном интервале

В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой; М.А. Тряпичкин – аспирант (Сибирский федеральный университет)

Ликвидация аварий и осложнений, возникающих при бурении скважин, часто связана с зарезкой и бурением боковых стволов скважин. Данная задача является одной из наиболее сложных при бурении многоствольных (МСС) и многозабойных (МЗС) скважин, реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (БГС) [1], ликвидации пилотных стволов и аварийных участков скважин, особенно в условиях Восточной Сибири, где геологический разрез представлен в основном твердыми и крепкими горными породами.

Наиболее актуальными для решения поставленной задачи являются методы бесклинового забуривания, основанные на использовании технологических средств направленного бурения, при применении которых требуются минимальные затраты на цикл зарезки и снижаются риски аварийных ситуаций. К таким технологиям относятся методы забуривания с различных искусственных забоев, образованных в основном отверждением вяжущих материалов или близких к ним по своим свойствам искусственных пробок-забоев.

Технология зарезки боковых стволов заключается в следующем [1, 2, 3, 4, 7, 8]. В выбранном интервале ствола устанавливается цементный мост, верхняя часть которого становится искусственным забоем. После этого в скважину спускается отклоняющая компоновка (как правило, это компоновка на базе винтового забойного двигателя (ВЗД)), которой в специальном режиме производится забуривание и бурение бокового ствола. Формирование уступа отклонителями на базе ВЗД производится следующими основными способами:

- задержкой долота в одной точке над искусственным забоем. Время задержки зависит от соотношения твёрдости горных пород и материала забоя. При этом осевая нагрузка в начальный момент отсутствует, и по мере забуривания нарастает. Скорость забуривания бокового ствола в момент отклонения от искусственного забоя не превышает 0,3-0,4 м/ч;

- возвратно-поступательным перемещением инструмента. В дальнейшем, после образования уступа, бурение ведется при минимальной осевой нагрузке с постепенным её увеличением. Контроль процесса зарезки осуществляют по соотношению в выносимом шламе породы и материала искусственного забоя.

При забуривании в мягких и средних по твёрдости горных породах после успешного формирования нового направления ствола скважины для дальнейшего бурения может применяться та же самая компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и дополнительная спускоподъёмная операция (СПО) не требуется.

Основная проблема формирования направления бокового ствола скважины возникает при проведении работ в твёрдых и крепких горных породах, так как условия забуривания в этом случае усложняются. В таких горных породах процесс искривления скважин затруднен, а при забуривании задача усложняется возникновением отклоняющих сил со стороны стенок скважины. В таких условиях для успешного забуривания ввиду малой прочности цементного моста (в сравнении с горной породой) применяются специальные зарезные долота, обладающие большой фрезерующей способностью. Указанные породоразрушающие инструменты используются исключительно для формирования уступа в стенке ствола скважины, но не подходят для дальнейшего бурения ввиду специфической формы боковой поверхности и недостаточностью вооружения торцевой части. В результате после формирования уступа в стенке скважины необходима смена долота для последующего бурения, что требует дополнительных временных затрат на СПО.

Таким образом, проблема сокращения затрат на ликвидации аварий и осложнений, а также продолжительности строительства скважин задача разработки технологии забуривания боковых стволов в твердых горных породах имеет важное значение.

С целью анализа механизма формирования уступа в стенке скважины, рассмотрим основные силовые факторы, действующие на породоразрушающий инструмент при забуривании (рис. 1). Забуривание уступа в стенке скважины при опоре забойного двигателя-отклонителя на забой, образованный искусственным материалом, представляет собой процесс по разбуриванию материалов различной твердости. Причем в очень сложных условиях,



инструмента с забоем при забуривании бокового ствола.

так как угол встречи породоразрушающего инструмента со стенкой скважины очень мал.

При встрече контакта материалов различной твердости, имеющих следующее соотношение (p_m - твердость горной породы, Па; p_m - твердость искусственного забоя, Па):

$$\frac{p_m}{p_m} = K > 1. \tag{1}$$

На торец породоразрушающего инструмента оказывают действие реакции на контакте с горной породой P_m и со стороны искусственного забоя P_{M} (рис. 1).

Реакции P_m и P_m можно разложить на вертикальные P_m^{e} и P_m^{e} и P_m^{e} и горизонтальные P_m^{e} и P_m^{e} составляющие, обеспечивающие искривление в горизонтальных и вертикальных плоскостях. Вертикальные составляющие этих реакций приводят к появлению изгибающего момент $M_{\rm B}$, действующего в вертикальной плоскости, а их горизонтальные составляющие - к образованию отклоняющего усилия. Процесс образования уступа зависит от реакций P_m^{e} и P_m^{e} , т.к. момент $M_{\rm B}$ в начальный период забуривания имеет незначительную величину. Усилия P_m^{e} и P_m^{e} напротив значительны в начальный момент образования уступа и их влияние является основным. Величины P_m^{e} и P_m^{e} определяются по следующим формулам [3]:

$$P_m^2 = \frac{P_{OC} \cdot K}{(1+K)tg\gamma};$$
(2)

$$P_{M}^{2} = \frac{P_{OC}}{(1+K)tg\gamma},$$
(3)

где ү - угол встречи породоразрушающего инструмента со стенкой скважины, град.

Условием забуривания в стенку скважины и образования уступа будет соотношение сил:

$$P_{OC} \cdot \sin \gamma + P_{om} + P_{M}^{2} + F_{cy} \ge P_{m}^{2}, \qquad (4)$$

где $P_{\rm or}$ - отклоняющее усилие со стороны отклонителя, H;

F_{сц} - сила сцепления торца долота с забоем, H. Решение уравнения (4) позволяет определить значение *K*, при котором возможно забуривание при определенных значениях входящих параметров:

$$K = \frac{P_{OC} + (P_{om} + H_{_M}\mu_{_M}S_n + P_{OC}\cdot\sin\gamma)tg\gamma}{P_{OC} - (P_{om} + H_{_M}\mu_{_M}S_n + P_{OC}\cdot\sin\gamma)tg\gamma},$$
(5)

где $\mu_{\rm M}$ - коэффициент трения торца долота о забой;

S_n - площадь породоразрушающих элементов, опирающихся о забой, м².

Полученный коэффициент *К* позволяет оценить ряд технико-технологических параметров, оказывающих влияние на забуривание уступа в стенке скважины. Из формулы (5) следует, что значительное влияние на процесс забуривания уступа оказывает угол между стенкой скважины и осью бурового инструмента γ , величина отклоняющего усилия со стороны отклонителя и сила сцепления торца долота с забоем, повышение которых

способно увеличить вероятность успешного забуривания уступа. Осевое усилие – как условие успешного забуривания, напротив, должно быть минимальным.

Таким образом, комплекс условий успешного формирования уступа в стенке скважины ОНД с искусственного забоя можно представить в следующем виде:

$$(+\gamma \rightarrow max; P_{ot} \rightarrow max; F_{cu} \rightarrow max; P_{OC} \rightarrow min)$$
 (6)

Графическое решение уравнения (4) позволяет подчеркнуть необходимость образования уступа в стенке скважины, как непременного условия приведения действующих сил к равновесию. Как следует из схемы на рис. 2 равновесие сил наступает только при внедрении породоразрушающего инструмента на некоторый интервал в стенку скважины (точка *A*). Этот интервал может составлять 1/5-1/4 диаметра долота (рис. 2).

Одним из актуальных способов повышения качества зарезки является расширение ствола скважины в интервале забуривания нового направления с целью создания уступа в стенке скважины. Данная операция позволит сократить временные затраты на формирование уступа отклоняющей КНБК, а также минимизировать риски возврата долота в старый ствол за счет уменьшения отклоняющего усилия со стороны горной породы P_m^e и увеличения угла встречи отклоняющей компоновки со стенкой ствола скважины. В качестве технических средств для формирования уступа могут использоваться гидравлические расширители ствола



Рис. 2. Графическое изображение силовых факторов, действующих на породоразрушающий инструмент при забуривании бокового ствола.

скважины, бицентричные долота, а также специальные гибридные долота со смещенным центром вращения, которые позволяют формировать ствол скважины больше номинального диаметра самого породоразрушающего инструмента.

Одним из основных факторов, оказывающих влияние на формирование уступа в стенке скважины при забуривании с искусственного забоя, является соотношение прочностных свойств искусственного забоя и горной породы [7]. Под действием отклоняющего усилия P_{om} и осевой нагрузки P_{OC} долото фрезерует стенку скважины со скоростью v_{ϕ} и разрушает забой со скоростью v_{δ} . При бурении в изотропной среде отношение v_{ϕ}/v_{δ} , являющееся одним из компонентов, определяющих искривление ствола, ориентировочно можно представить в виде:

$$\frac{v_{\phi}}{v_{\delta}} = f \frac{P_{om}}{P_{OC}},\tag{7}$$

где f - коэффициент фрезерующей способности долота.

В случае же зарезки с искусственного забоя скорость разрушения забоя v_6 является результирующей скоростей разрушения горной породы и цементного камня и зависит от площадей контакта рабочей поверхности долота с последним:

$$v_{\tilde{o}} = v_n \cdot \frac{S_n}{S_{\tilde{o}}} + v_u \cdot \frac{S_u}{S_{\tilde{o}}},$$
(8)

где *v_n* , *v_u* - скорости разрушения породы и искуственного забоя;

 S_n , S_u , S_o - площади контакта рабочей поверхности долота с породой, с искусственным забоем и площадь самого забоя.

Чтобы связать скорость разрушения горной породы со скоростью разрушения искусственного забоя, вводится следующее обозначение:

$$v_u = v_n \cdot C \tag{9}$$

где *С* - коэффициент, показывающий во сколько раз скорость разрушения цементного камня больше скорости разрушения искусственного забоя. Учитывая тот факт, что скорость разрушения горных пород обратно пропорциональна энергоемкости их разрушения, можно принять:

$$C = \frac{A_v^{II}}{A_v^{II}},\tag{10}$$

где A_v^H , A_v^H - энергоемкости разрушения горной породы и искусственного забоя.

Исходя из вышесказанного можно утверждать, что для успешного забуривания бокового ствола необходимо стремиться к равенству энергоемкостей разрушения искусственного забоя и горных пород, слагающих стенки скважины. В данном случае процесс зарезки будет происходить в изотропной среде, и он не будет отличаться от бурения с естественного забоя. Следовательно, для повышения эффек-

тивности забуривания дополнительного ствола, могут применяться следующие методы.

1. Применение различных материалов в качестве искусственного забоя. Материал подбирается таким образом, чтобы энергоёмкость разрушения искусственного забоя соответствовала и энергоёмкости разрушения горной породы. На сегодняшний день при забуривании дополнительных стволов скважин с искусственных забоев применются портландцементы, а также их аналоги. Однако прочность получаемого искусственного забоя будет соответствовать II-III категории пород буримости, что будет вызывать дополнительные по затраты на формирование уступа в стенке скважины при зарезке в довольно прочных горных породах. Для решения подобной проблемы предлагается использовать при формировании искусственного забоя эпоксидные композиции из смол с различными отвердителями для водной среды. По данным лабораторных исследований применение указанных материалов позволяет повысить прочностные характеристики искусственного забоя более чем в 10 раз в сравнении с высокопрочными цементами. Однако процесс приготовления и доставки в скважину, особенно на значительную глубину, является сложным, трудоёмким, требующим высокой квалификации исполнителей, обладает высоккими рисками.

2. Осуществляется подбор такого типа долота (вооружения долота), которое при формировании бокового ствола скважины, особенно в крепких горных породах, давало бы минимально возможную скорость разрушения искусственного забоя, но одновременно с этим показывало бы высокую фрезерующую способность стенки скважины. Специальные долота для забуривания боковых стволов могут иметь особую схему установки породоразрушающих элементов на торце. Например, известно долото с установкой резцов на торце по спирали Архимеда, направление которой противоположно направлению вращения долота, что позволяет при вращении долота в момент забуривания обеспечить появление активной поперечной силы, действующей в направлении забуривания [5]. При работе таких долот возникает эффект «винтовой нарезки», за счет которого долото смещается в направлении формирования бокового ствола.

3. Одним из самых перспективных направлений в области повышения эффективности и качества забуривания бокового ствола заключается в покрытии торца породоразрушающего инструмента, например, латунным, или оловянным припоем. Породоразрушающие вставки на торце долота покрываются припоем частично и по высоте, и по площади торцевой части, что снижает скорость разрушения материала искусственного забоя.

Процесс искривления ствола типа зависит от соотношения скоростей фрезерования стенки скважины v_{ϕ} и углубления забоя v_6 (v_{ϕ}/v_6). Таким образом, для интенсификации процесса забуривания на первом этапе следует понижать скорость бурения и повышать скорость фрезерования стенки скважины. Именно это удается достигать, «закрывая» часть породоразрушающих вставок на торце долота. По мере формирования уступа в стенке скважины напой будет постепенно изнашиваться, освобождая торцевое вооружение и активно подключая его в работу по разрушению уже нового направления ствола скважины. После того, как долото полностью сформирует необходимый уступ, вооружение полностью освободится от напоя, и можно продолжать процесс

бурения в соответствии с рабочими параметрами. С целью рационального использования оборудования и материалов, необходимо учитывать физико-механические свойства горных пород, так как выбор сплава, а также технология его нанесения напрямую зависит от этих параметров.

Исходя из вышеизложенного, повышение качества забуривания боковго ствола скважины может быть достигнуто следующими методами:

- подготовка ствола и забоя скважины. На данном этапе выбирается оптимальный интервал зарезки с учетом имеющихся данных (данные геофизических исследований (ГИС), опыт бурения в схожих горногеологических условиях, профиль ствола скважины и др.) и формируется первоначальный уступ для упрощения дальнейщих работ по забуриванию;

- выбор материала для искусственного забоя. Оцениваются физико-механические свойства горных пород в интервале забуривания и подбирается материал для искусственного забоя исходя из равенства энергоемкостей разрушения горной породы и искусственного забоя;

- выбор и подготовка породоразрушающего инструмента для зарезки бокового ствола. Выбирается долото, в соответсвии с долотной программой на бурение указанного интервала, и выполняется специальная подготовка долота путем покрытия вооружения специальными сплавами (латунь, олово и др.).

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 650 с.

2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2001. 689 с.

3. Калинин А.Г. Бурение наклонных скважин: Справочник / Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. под общей ред. Калинина А.Г. М.: Недра, 1990. 348 с.

4. Нескоромных В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев. М.: МГП Геоинформмарк, 1993. 55 с.

5. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. Иркутск: ИрГТУ, 2010. 328 с.

6. Нескоромных, В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. Красноярск: СФУ, 2012. 298 с.

7. Сеид-рза Ф. Разработка технологии с целью повышения эффективности зарезки новых стволов на больших глубинах: диссертация. Баку, 1984. 155 с.

8. Шенбергер, В.М. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. 496 с.

<u>REFERENCES</u>

1. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkij K.M. (2011) Directional, horizontal and multilateral drilling. M.: CentrLitNefteGaz. 650 p.p.

2. Basarygin, Ju.M., Bulatov A.I., Proselkov Ju.M. (2001). Oil and gas well drilling technologies. M.: Nedra. 689 p.p.

3. Kalinin, A.G., Grigorjan N.A., Sultanov B.Z. (1990). Directed drilling. Reference guide. M.: Nedra. 348 p.p.

4. Neskoromnyh V.V. (1993). Methods and technological tools for wedgless sidetracking from artificial bottomholes M.: MGP Geoinformmark. 55 p.p.

5. Neskoromnyh, V.V. (2010). Geosteering and oriented coring: basic concepts. Irkutsk: IrGTU. 328 p.p.

6. Neskoromnyh, V.V. (2012). Rock failure while exploration activities. Krasnoyarsk: SFU. 298 p.p.

7. Seid-rza F. (1984). Process engineering to upgrade sidetracking efficiency at great depth: dissertation. Baku. 155 p.p.

8. Shenberger V.M. (2007). Oil and gas wells:sidetracking technologies and techniques. Textbook. Tyuman: TjumGNGU. 496 p.p.

VAK 622,143

Предотврашение гидроабразивного износа элементов циркуляционной системы при бурении геотехнологических скважин

Р.А. Ганджумян – канд. техн. наук, профессор; С.К. Кахаров - аспирант $(M\Gamma P N - P \Gamma \Gamma P V)$

Многолетний опыт эксплуатации буровых установок УРБ-ЗАЗ и 1БА-15В на полигонах подземного вышелачивания Навоийского горно-металлургического комбината (НГМК) показывает, что надежность элементов циркуляционных систем (ЦС) зависит, прежде всего, от их гидроабразивного износа. Абразивному износу

желоба до 10 м [2]. В силу этого буровой раствор за короткое время обогащается мельчайшими частицами выбуренной породы, наличие которых преждевременно изнашивает оборудование ЦС.

4. Бурение скважин диаметром 215,9 мм осуществляется стальными бурильными трубами диаметром 73 мм с

подвергаются пары [1]: поршень – цилиндровая втулка, седло тарелка клапана, шток бурового насоса, детали вертлюга, уплотняющие устройства и другие элементы ЦС.

В таблице 1 на основании собранного статистического материала приведены результаты средней наработки до отказа деталей оборудования контактирующего с промывочной жидкостью. Как видно из таблицы, самые низкие сроки службы деталей гидравлической части буровых насосов.

Ниже перечислены основные причины гидроабразивного изнашивания элементов ЦС в НГМК.

1. Поток, выносящий выбуренную породу, содержит вскрываемые скважиной рыхлые песчаные, песчано-гравийные и гравийнощебнистые образования, мелко и разнозернистые пески [2].

2. До настоящего времени в качестве материалов для приготовления буровых растворов используются низкокачественные комовые глины карьеров Южного Букиная и Тохумбета. Содержание песка Тохумбетской глины составляет 10-11%, а глин Южного Букиная более 12%.

3. Очистка бурового раствора от выбуренной породы осуществляется гравитационным способом с применением отстойника и

Наименование Рекомендуемая Фактическая Фактическая оборудования и деталей наработка, ч. средняя минимальная наработка, ч. наработка, ч. Буровой насос НБ-125 2500 2100 1800 Блок гидравлический в 2500 2100 1800 сборе к НБ-125 Клапан в сборе 360 188 92 Втулка цилиндровая 360 208 120 Ø 100 мм Втулка цилиндровая 360 208 120 Ø 115 мм Шток поршня для 700 485 320 НБ-125 Поршень Ø 115 мм 360 204 112 Уплотнение цилиндровой 360 210 130 втулки Вертлюг ВР-20 БА15-10800 8820 7480 ЗЗГСБ Подшипники-224; -8324. 8600 7825 7150 Манжета 1.2-120х150 5400 5300 5250 Кольцо подшипника 5400 4225 3680

Таблица 1. Средняя наработка до отказа деталей оборудования ЦС.

высаженными внутрь концами и навинченными замками диаметром 95 мм. Используемые при этом насосы НБ-50 и НБ-125 при максимальной действительной подаче с учетом коэффициента на уширение ствола скважины 1,05 обеспечивают скорость восходящего потока соответственно 0,33 и 0,51 м/с. Эти величины уменьшаются в интервалах локального расширения ствола скважины в результате осыпания и обваливания глинистых пород (о чем свидетельствуют имеющиеся кавернограммы). Все это дополнительно ухудшает транспортировку выбуренной породы на дневную поверхность.

Для предотвращения гидроабразивного износа элементов ЦС и осложнений в процессе бурения, необходимо предусмотреть следующее.

1. Вместо комовых глин местных карьеров для приготовления буровых растворов использовать глинопорошки. Применение их позволит: сократить время на приготовление бурового раствора и увеличить его выход. Для приготовления глинопорошков может быть использована противоточная струйная мельница [3]. При этом повышение качества глинопорошков и увеличение выхода бурового раствора могут быть достигнуты в том случае, когда содержание песка в глинистом сырье, как исключительно нежелательного компонента на единицу веса готового продукта будет минимальным. Для решения поставленного вопроса, авторами [4] разработана установка на базе противоточной струйной мельницы, снабженная дополнительным устройством позволяющим удалять песок из глины при одновременном ее измельчении. Использование предлагаемого изобретения [5] обеспечит получение очищенных от твердых примесей материалов, что особенно важно для производства глинопорошков на месторождениях где запесоченность глин отдельных горизонтов не позволяет использовать их в качестве сырья для приготовления бурового раствора.

 Для очистки неутяжеленных растворов от выбуренной породы, песка и грубодисперсных частиц глины следует применять гидравлическую очистку от шлама, осуществляемую в гидроциклонных установках, основой которых являются центробежные циклонные аппараты – гидроциклоны [6]. Для горно-геологических условий бурения в НГМК наиболее целесообразно использование мобильной циркуляционной системы [7], которая позволяет наряду с эффективной очисткой бурового раствора от шлама и повышения его качества, исключить вредное воздействие шлама на окружающую среду.

3. Скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве при меньших расходах можно увеличить путем уменьшения зазора между бурильными трубами и стенками скважины. В этой связи значительный интерес представляет использование гладкоствольных бурильных колонн с приваренными замками типа ТБС 108х4,5 [8] (сварка трением). Расчеты показывают, что применение колонн ТБС 108х4,5 позволит довести скорость восходящего потока при работе буровым насосом НБ-50 до 0,39 м/с, а насосом НБ-125 – 0,6 м/с. При промывке скважины буровым насосом НБ-50 скорость восходящего потока может быть увеличена до 0,45 м/с в случае использования гладкоствольной колонны ТБС – 146х5 мм.

Кроме рассмотренных преимуществ применение гладкоствольных бурильных колонн позволит увеличить в 2-3 раза ресурс бурильных замков в результате снижения удельной нагрузки на их поверхность, а также механических сопротивлений движению труб, связанных со скоблящим действием бурильных замков (срезание глинистой корки со стенок скважины и царапание горных пород). Вместе с тем, благодаря отсутствию выступающих наружу бурильных замков и уменьшению зазора в затрубном пространстве снижаются изгибающие напряжения и затраты мощности на вращение бурильной колонны.

В настоящее время НГМК, имея многолетний опыт использования труб бурильных стальных универсальных с приваренными замками ТБСУ-63,5 рассматривает вопрос о применении гладкоствольных колонн бурильных труб рассмотренных выше конструкций при бурении геотехнологических скважин.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Быков И.Ю., Цхадая Н.Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность нефтегазопромысловых и буровых машин. Учебное пособие М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010.

2. Толстов Е.А., Башкатов Д.А., Ганджумян Р.А. Техника и технология сооружения геотехнологических скважин в Навоийском ГМК. М.: НИА-природа, 2004.

3. Акунов В.И. Струйные мельницы. М.: Машиностроение, 1967.

4. Ганджумян Р.А., Бабаян Г.Б., Акунов В.И. Противоточные струйные мельницы для производства глинопорошков повышенного качества. // Нефтяное хозяйство. 1983. №4.

5. Бабаян Г.Б., Ганджумян Р.А., Финкештейн Б.И., Акунов В.И., Литвинов Г.П. Пат.: 1058609 РФ, МПК5 В02С19/06. Противоточная струйная мельница. 3486276; заявл. 10.06.1982; опубл. 07.12.1983. 6. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1999.

7. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.Л., Бури-мов Ю.Г. и др. Буровое оборудование. Справочник в 2-х томах. М.: Недра, т.1, 2000.

8. Лачинян Л.А. Основы проектирования и преимущества гладкоствольных бурильных колонн для условий бурения на нефть и газ. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2003. №6.

REFERENCES

1. Bykov I.Ju., Chadaja N.D. (2010). Serviceability and working capacity of oil and gas field and drilling eqipment. Textbook M.: CentrLitNefteGaz.

2. Tolstov E.A., Bashkatov D.A., Gandzhumjan R.A. (2004). Methods and technology of processing well drilling for Navoijskij GMK M.: NIA-priroda.

3. Akunov V.I. (1967). Jet mills M.: Mashinostroenie.

4. Gandzhumjan R.Á., Babajan G.B., Akunov V.I (1983). Opposed jet mill to produce high quality mud powder. Neftjanoe hozjajstvo. #4.

5. Babajan G.B., Gandzhumjan R.A., Finkeshtejn B.I., Akunov V.I., Litvinov G.P. Patent 1058609 RF, MPK5 V02S19/06. Opposed jet mill. 3486276 pending 10.06.1982; layed open 07.12.1983. 6. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Ju.M. (1999). Washing mud and slurries for drilling. Manual for students. - M.: Nedra.

7. Abubakirov V.F., Arhangel'skij V.L., Burimov Ju.G. et al. (2000). Drilling equipment . Reference book. M.: Nedra. v.1. 2000.

8. Lachinjan L.A. (2003). Basis of design and advances of smooth-bore drill string for oil and gas wells. Offshore and onshore drilling. #6.

VAK 622.276

Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин

Е.О. Петрушин – ведуший технолог (ЦДНП ОАО «Печоранефть») О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент; А.С. Арутюнян – канд. техн. наук, доцент («Кубанский государственный технологический университет»)

Математическая модель изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин это явление относительно новое ввиду новаторства применения данного технологического решения для проведения добычных мероприятий. В связи с данным аспектом анализ математических моделей проводился исходя из степени применяемости данной технологии, а точнее её универсальности. В качестве наиболее подходящего решения было выбрано моделирование с помощью исследования характера депрессии, так как данный способ совершенно не привязывается к форме скважины, что позволяет применять его с первых дней забуривания, а, следовательно, полностью контролировать весь жизненный цикл скважины.

Проведём оценку точности данной модели с использованием квадратных ячеек в плане модели залежи: M_1 размером 500 × 500 м (рис. 1а) и M_2 размером 1000 × 1000 м (рис. 1б). Обе модели должны характеризоваться следующими одинаковыми параметрами:

• эффективная толщина пласта-залежи $h_{3\phi} = 5$ м;

• радиус скважины r = 0,1 м;

• радиус воронки дренирования (R_x) определялся в результате подбора этой величины при обработке индикаторных диаграмм (об этом сказано ниже);

• первоначальное пластовое давление (*P*₀) на периферии залежи 200 атм;

· залежь разрабатывается одной добывающей скважиной, расположенной в точке 1 (рисунок 1);

· коэффициент объёмного расширения нефти b = 1,2;

- вязкость $\mu = 0,2$ мПа · с;
- обводнённость 0%;
 плотность нефти γ_н = 0,85 г/см³;
- сжимаемость скелета $\beta_{ck} = 0,1$ 1/ГПа = 1·10⁻⁵ 1/атм.;
- сжимаемость нефти $\beta_{\rm H} = 0.5$ 1/ГПа = 5·10⁻⁵ 1/атм.;
- проницаемость породы k = 1,10 мкм² × 10⁻³;
- пористость m = 0,2 (20 %);
- дебит нефти Q = 1,5 м³/сут.;
- скин-фактор $\tilde{S} = 0; 5; 10;$



Рис. 1. Две модели залежи M_1 и M_2 , различающиеся общими размерами, расстояниями между точками наблюдения и размерами ячеек.

· забойное давление ($P_{\rm заб}$) измерялось в точке 1;

• пластовые давления $(P_{n\pi})$ измерялись в точках 1, 2, 3, ..., 12; замеры P_{3a6} и $P_{n\pi}$ производились после начала добычи скважины с дебитом 1 или 5 м³/сут. в следующие моменты времени – 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128 и 256 час (перед началом добычи в скважине $P_{3a6} = P_{n\pi} = P_0$).

Для имитации большой залежи на контуре зададим увеличение порового объёма ячеек в 25000 раз (что возможно при условии большого источника нефти).

В модели M_1 расстояния между точками наблюдения указаны на схеме (рисунок 1а), размер ячеек 1×1 м.

В модели M_2 расстояния между точками наблюдения указаны на схеме (рисунок 1б), размер ячеек 2×2 м.

Точность моделирования с помощью модели M_2 оценивалась в сравнении с моделью M_1 . Считалось, что если разница небольшая, то модель M_2 можно использовать для моделирования.

Разница между двумя моделями определяется, вопервых, по забойному давлению $P_{\rm 3a6}$ работающей скважины в точке 1 и, во-вторых, по пластовому давлению $P_{\rm nn}$ на профиле, проходящем через работающую скважину.

В первом случае относительная разница между моделями M_1 и M_2 по забойному давлению в процентах можно определить по выражению:

$$\delta_{3a\delta M_1M_2} = \mathbf{среднее} \ \mathbf{значениe} \left\{ \left[200 \cdot \frac{\left(\delta_{3a\delta M_1} - \delta_{3a\delta M_2} \right)}{\delta_{3a\delta M_1} - \delta_{3a\delta M_2}} \right] \right\}, \ [\%]$$
(1)

Здесь величины
$$\delta_{_{3a\delta M_1}} = \frac{P_0 - P_{_{3a\delta M_1()}}}{P_0}$$
 и $\delta_{_{3a\delta M_2}} = \frac{P_0 - P_{_{3a\delta M_2()}}}{P_0}$

а переменная i определяет одну из множества ситуаций, заданных значениями в комбинации из трёх переменных (k, S, N). В том числе два значения проницаемости k = 1; 10 мкм² × 10⁻³, два значения скин-фактора S = 0;



Рис. 2. Сопоставление двух моделей по относительной депрессии в добывающей скважине от времени её работы с учётом проницаемости и скин-фактора.

> 10 и девять значений времени работы скважины *T* = 1; 2; 4; 8; 16; 32; 64; 128; 256 час.

> Визуально из графика (рис. 2) разница относительной депрессии (т.е. $\delta_{3a\delta M_1 M_2}$) для моделей незначительна. Расчёт по формуле (1) даёт величину 1,67 %. Можно предположить, что для модели M_2 погрешность будет не превышать 1-2 %.

Теперь рассмотрим для двух моделей разницу по пластовому давлению на профиле, проходящем через работающую скважину. Здесь имеется возможность сопоставить значения в трёх точках, расположенных на расстоянии $L \cong 11$; 23; 34 м. Относительная разница между моделями M_1 и M_2 по пластовому давлению определялась выражением:

$$\begin{split} \delta_{n\pi M_1 M_{2(i)}} &= 200 \cdot \underbrace{\begin{pmatrix} \delta_{n\pi M_{1(i)}} - \delta_{n\pi M_{2(i)}} \\ \delta_{n\pi M_{1(i)}} + \delta_{n\pi M_{2(i)}} \end{pmatrix}}_{3\text{десь величины } \delta_{n\pi M_{1(i)}}} = \frac{P_0 - P_{n\pi M_{1(i)}}}{P_0} \text{ и } \delta_{n\pi M_{2(i)}} = \frac{P_0 - P_{n\pi M_{2(i)}}}{P_0} \end{split}$$

а переменная i определяет для каждой из двух моделей одну из 12 ситуаций. Одна ситуация соответствует значениям комбинаций из трёх переменных (k, T, L). В том числе два значения проницаемости k = 1; 10 мкм² × 10⁻³, два значения времени работы скважины $T = 1 \div 256$ часов, три расстояния от работающей скважины $L \cong 11$; 23; 34 м.

Результат расчёта представлен на графике (рис. 3).

Из анализа графика следует, что при использовании малых времён (например, 1 час работы скважины) разница между пластовыми давлениями двух моделей не превышает 3 %. Следует обратить внимание на то, что различия в забойных давлениях (а это как раз и представляет производственный интерес) на всём диапазоне времён (вплоть до 256 часов работы скважины) незначителен и находится в пределах 1-2 %. Что же касается пластового давления (этот параметр в значительной мере представляет теоретический интерес), то здесь при увеличении времени работы скважины до 256 часов относительное отклонение пластового давления для двух рассматриваемых моделей доходит до 14 %.

Далее будет использоваться забойное давление в модели M_2 .

Рассмотрим характер связи погрешности оценки проницаемости k с неточностью задания радиуса воронки депрессии R_k .

Бытует мнение, что точное значение радиуса воронки депрессии (дренирования) R_k не является необходимым, так как в формуле Дюпюи эта величина находится под логарифмом. Однако желательна количественная оценка допустимой погрешности оценки R_k . Оказалось, что при определении проницаемости с использованием продуктивности, рассчитанной по данным метода установившихся отборов (индикаторным диаграммам ИД), при точном задании $R_k = 27,0$ м получаем точное значение проницаемости k = 10 мкм² × 10⁻³. При задании R_k с ошибкой в два раза в меньшую ($R_k = 13,5$ м) или в



Шифр кривых: k, мкм2+10-3; T, час

Рис. 1. Разница пластовых давлений, полученных с помощью моделей M_1 и M_2 .

два раза в большую ($R_k = 54,0$ м) сторону приводит к приемлемому для нетребовательных практических приложений искажению проницаемости примерно на 10% (табл. 1). Конечно же, хотелось бы оценивать величину R_k с меньшей погрешностью.

В литературе имеются оценки радиуса воронки депрессии, например, [1]:

$$R_{\kappa} = E \cdot \sqrt{\frac{k}{\mu \cdot m \cdot \beta_{\mathcal{H}} + \beta_c} \cdot T} \quad , \text{ cm.}$$
(3)

Здесь k [Дарси], μ [сП], m [доли ед.], β_{∞} [1/атм.], β_c [1/атм.], T [с] — соответственно проницаемость, вязкость жидкости, общая пористость, сжимаемость жидкости, сжимаемость скелета породы, время работы

скважины. Величина *E* определена диапазоном значений 1,5-1,8. Для расчёта нами приняты крайние значения *E* (рис. 4).

Используя модель M_2 можно получить исходные данные с разнызначениями трёх ми переменных k, T, *S*. Переменные на практике принимают следующие значения: две проницаемости k = 1;10 ${}_{\rm MKM^2}$ imes 10⁻³, два скинфактора S = 1; 10, три значения времени работы скважины T = 1; 2; 4час. Всего получается 12 ситуаций, каждая из моделируется которых двумя значениями деби-Q= 1; 5. 12 ситов пригодны туаций для обработки в любых системах, оценивающих

Таблица 1. Влияние ошибки радиуса контура депрессии на определение проницаемости.

Радиус воронки депрессии R_k , м	Проницаемость <i>k,</i> мкм² × 10 ⁻³	100 % × $\left(\frac{R_{\kappa,o} - R_{\kappa,i}}{R_{\kappa,o}}\right)$	100 % × $\left(\frac{k_o - k_i}{k_o}\right)$
1	4,20	95,84	58,00
10	8,40	58,42	16,00
20	9,66	16,84	3,40
23	9,92	4,37	0,80
$R_{k.o} = R_{k.i} = 27$	$k_o = k_i = 10,00$	0,00	0,00
30	10,40	-24,74	-4,00
50	11,34	-107,90	-13,40
100	12,60	-315,80	-26,00
200	13,86	-731,60	-38,60





Рис. 4. Палетка для определения радиуса воронки дренирования в зависимости от проницаемости и времени работы добывающей скважины []].

дисперсионные эффекты [2]. В процессе обработки подбирается значение R_k таким образом, чтобы получить значение k, равное заданному значению в модели. Результат подбора R_k в зависимости от значений k, S, T может быть представлен графически (рис. 5).

Теперь оценим точность определения R_k для одной ситуации k = 10 мкм² × 10⁻³; S = 0; T = 1 час по двум палеткам. По палетке [1] $R_k = 108$ м. По палетке, построенной по данным моделирования, получается $R_k = 27$ м. Если воспользоваться таблицей 1, то получим вместо проницаемости 10 мкм² × 10⁻³ значение порядка 13 мкм² × 10⁻³. То есть приблизительная оценка R_k по палетке [1] приводит к погрешности определения k,



Рис. 5. Палетка для определения радиуса воронки дренирования в зависимости от проницаемости, скин-фактора и времени работы добывающей скважины.

равной 30%. Из этого сравнения следует сделать такой вывод. Если нужна повышенная точность прогноза R_k , то целесообразно использовать результаты моделирования.

Уже вначале работы скважины в точке 1, вокруг неё в точках 2-12 пластовое давление начинает снижаться. По литературным данным не известны значения снижения пластового давления на расстоянии радиуса контура депрессии. Этот вопрос в большей мере носит теоретический характер. Вместе с тем, его рассмотрение позволит получить понимание в распределении пластового давления вокруг добывающей скважины в зависимости от основных переменных (k, L, S). С помощью модели M_2 можно использовать комбинации следующих значений переменных: две проницаемости k = 1;10 мкм² \times 10⁻³, одиннадцать расстояний от скважины в точке 1 L ≅ 6 ; 11; 23; 34, ..., 260 м (рис. 16). Для анализа отклонения текущего пластового давления *P*_{пл} от начального *P*₀ по профилю, проходящему через добывающую скважину, использовано выражение:

$$\delta_{P_{nn}} = 100 \cdot \frac{P_0 - P_{nn}}{P_0}$$
, [%]. (4)

Результаты моделирования для $k = 1 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ (рис. 6) и для $k = 10 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ (рис. 7) показывают, что скин-фактор (S = 0; 10) не влияет на величину $\delta_{P_{\text{пл}}}$. Это связано с тем, что при моделировании фиксировался дебит.

Представляет интерес оценка соответствия снижения пластового давления, полученного при моделировании, с радиусом воронки депрессии R_k . Значение R_k получается в результате обработки. Графически эту зависимость можно представить в координатах $\delta_{P_{\rm max}} - L$ (рис. 6) путём наложения данных графика в координатах $R_k - T$ (рис. 5) с учётом совпадения таких параметров как время работы скважины T и соответствия значений L и R_k . В результате получилась линия A-B (рис. 6). Линия A-B определяет величину $\delta_{P_{\rm max}} = 0,35\%$, которую можно рассматривать в качестве критерия определения такого расстояния L от работающей скважины, который соответствует радиусу воронки депрессии R_k . Например, для T=1; 2; 4 часа при k=1 мкм² × 10⁻³ (рис. 6) имеем соответствующие значения $R_k = 10$; 20; 30 м.





Проницаемость равна 1 мкм² × 10⁻³.



Рис. 7. Зависимость изменения пластового давления на профиле, проходящем через добывающую скважину, от времени её работы. Проницаемость равна 10 мкм² × 10⁻³.

Аналогично линии A–B, проведённой для проницаемости 1 мкм² × 10⁻³, при проницаемости 10 мкм² × 10⁻³ имеем линию C–D (рис. 7). Если для любой проницаемости k использовать вместо шкалы $\delta_{P_{nn}}$ новую «приведённую» шкалу $k \cdot \delta_{P_{nn}}$, то шкала для k = 1 мкм² × 10⁻³ сохранит значения, а для k = 10 мкм² × 10⁻³ «приведённая» шкала увеличит значения в 10 раз. При использовании «приведённой» шкалы будем иметь $k \cdot \delta_{P_{nn}} = 0,35\div0,75\%$. Это означает, что по контуру воронки депрессии относительное уменьшение пластового давления по сравнению с первоначальным в зависимости от проницаемости ($k = 1\div10$ мкм² × 10⁻³) и времени работы скважины ($T = 1\div4$ час) по «приведённой» шкале находится в пределах 0,35÷0,75%.

Таким образом, нами дан ответ на вопрос, каков радиус дренирования и на сколько снижается пластовое давление на контуре дренирования для пластов с проницаемостью 1 мкм² × 10⁻³ по сравнению с первоначальным пластовым давлением после работы одиночной скважины в течение 1, 2, ..., 4 часов.

Используя данную методику, имеется возможность промоделировать скин-фактор кольматации [3, 4]. Данное утверждение подтверждается графиком (рисунок 8).

Из графика видно, что продуктивность практически не зависит от депрессии. В этом случае согласно [3]



Рис. 8. Результат моделирования продуктивности пласта с проницаемостью, равной 1 мкм² × 10⁻³, при разных значениях депрессии и скин-фактора.

или [4] можно рассчитать скин-фактор кольматации по значениям двух продуктивностей по формуле:

$$S_{\kappa\sigma\pi}\left(\frac{\eta_0}{\eta_1}-1\right)\cdot\ln\frac{R_\kappa}{R_c}$$
, (5)

где η_0 – продуктивность при скин-факторе, равном нулю; η_1 – продуктивность при искомом скин-факторе $S_{\kappa o \pi}$.

Расчёт по формуле (5) значений скин-фактора даёт совпадение с заданными значениями S = 5 и S = 10.

В работе с горизонтальными скважинами нет возможности промоделировать скин-фактор сжатия. Это связано с отсутствием возможности задания по каждой скважине зависимости продуктивности от депрессии. В связи с этим предлагается для горизонтальных скважин в пластах с проницаемостью > 300 мкм² × 10⁻³ определять скин-фактор сжатия и кольматации с учётом планируемой депрессии, а суммарный скин-фактор задавать в качестве исходного параметра для каждой скважины в симуляторе.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Сидельников К.А., Васильев В.В. Анализ современных способов увеличения эффективности моделирования нефтяных месторождений / Надёжность и качество. Труды международного симпозиума. Под ред. Н.К. Юркова. Пенза: Издательство Пензенского государственного университета, 2005. с. 227-230.

2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с английского). М.: Гостоптехиздат, 1969. 628 с.

3. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964. 364 с.

4. Сидельников К.А., Васильев А.В. Решение матричных уравнений алгебраическим многосеточным методом при моделировании течения жидкости в нефтяных пластовых системах // Надёжность и качество. Труды международного симпозиума. Под ред. Н.К. Юркова. Пенза: Издательство Пензенского государственного университета, 2005. с. 224-226.

<u>REFERENCES</u>

1. Sidel'nikov K.A., Vasil'ev V.V. (2005). Modern ways to raise efficiency of oilfield modeling. Quality and reliability. Transactions of International Symposium. Under the editorship of N.K. Jurkov. Penza: Penza State University Press. p.p. 227-230.

2. Muskat M. (1969). The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media (translated from English) M.: Gostoptehizdat. 628 p.p.

3. Borisov Ju.P., Pilatovskij V.P., Tabakov V.P (1964). Oil field development with the use of horizontal wells and downhole splitters. M.: Nedra. 364 p.p.

4. Sidel'nikov K.A., Vasil'ev A.V (2005). Solution to matrix equation: algebraic multigrid method to simulate flow for oil reservoir systems. Quality and reliability. Transactions of International Symposium. Under the editorship of N.K. Jurkov. Penza: Penza State University Press. p.p. 224-226.

VAK 622.276:532.5

Особенности интерпретации исследований непереливаюшихся скважин при заданной начальной депрессии

М.З. Кравец – канд. техн. наук, главный специалист (ООО «СамараНИПИнефть»)

Гидродинамическое исследование скважины путем создания «мгновенной» начальной депрессии и прослеживания после этого роста динамического уровня или забойного давления (метод slug test) обычно применяется для исследования малодебитных или не фонтанирующих (непереливающихся) скважин. На практике мгновенный скачок давления на пласт происходит при снижении уровня компрессированием или после свабирования, когда заполнение скважины поступающим пластовым флюидом сопровождается снижением депрессии на пласт. Аналогичные эффекты наблюдается при открытии клапана пластоиспытателя, а также при вызове притока с помощью струйных насосов. Следует отметить, что до 70% гидродинамических исследований новых скважин в ОАО «Самаранефтегаз» - это исследования типа slug test.

На рис. 1 в качестве примера приведен обзорный график процесса опробования скважины с помощью технологий последовательного компрессирования и свабирования. Рост давления сразу после компрессирования или нескольких циклов свабирования представляет собой slug test. На рис. 1 можно выделить 4 удачных прослеживания давления, которые можно интерпретировать с целью определения параметров скважины и пласта. Из рис. 1 хорошо видно, что «мгновенный скачок давления» реально занимает значительный временной интервал, особенно для свабирования, поэтому интерпретация таких исследований может быть существенно искажена влиянием ствола скважины и другими трудно контролируемыми факторами.

Традиционные методы интерпретации slug test (метод Маскета, дифференциальный и др.) приведены в



Рис. 1. Обзорный график исследования типа slug test.

РД 153-39.0-109-01 [1] и позволяют оценить только энергетические параметры - пластовое давление P_i и коэффициент продуктивности $K_{\rm np}$.

Эти методы предполагают, что процесс роста давления является стационарным, т.е. темпы издепрессии менения И дебита неизменны, а депрессия и дебит описываются экспоненциальной зависимостью. Последнее свойство лежит в основе интерпретации sluq test Маскета. методом Лействительно, если продифференцировать кривую роста давления по времени, то можно получить кривую падения дебита и, обработав её, получить величину темпа изменения дебита. полулогарифмическом Ha графике (логарифм дебита - время) это будет прямая линия дебита, наклон которой соответствует интенсивности изменения дебита, т.е. продуктивности По скважины. методу



Маскета подбирают такое пластовое давление, чтобы темп изменения депрессии был равен темпу изменения дебита. На полулогарифмическом графике (логарифм депрессии – время) это будет прямая линия депрессии, параллельная линии дебита, при условии равенства динамического диапазона шкал (рис. 2).

Из примера на рис. 2 видно, что при правильном подборе начального пластового давления темпы изменения дебита и депрессии равны, и при одинаковом динамическом диапазоне шкал депрессии и дебита (в данном примере равном 10000) линии депрессии и дебита параллельны.

Из рис. 2 также видно, что разброс точек дебита вокруг линии тренда дебита существенно больше (критерий $R^2 = 0,7625$), чем разброс точек депрессии вокруг линии тренда депрессии (критерий $R^2 = 0,9375$). Это является существенным недостатком метода Маскета, поэтому при низком значении критерия R^2 достоверность интерпретации невелика, и такое исследование неинформативно.

Обычно метод Маскета дает неплохие результаты для оценки пластового давления в случае, если давление в конце исследования близко к восстановленному значению, и завышает коэффициент продуктивности, т.к. не учитывает влияние ствола скважины.

В работе [2] представлен метод обработки исследований типа slug test, в котором замеренные данные преобразуются в эквивалентные величины, которые соответствуют модели одиночной скважине в однородном бесконечном пласте с эффектом влияния ствола скважины (ВСС) и скин-фактором, работающей с постоянным поверхностным дебитом. Данный метод реализован, в частности, в программе «Saphir v4.20» для интерпретации slug-test методом нелинейной регрессии (типовых кривых) и позволяет дополнительно рассчитать проницаемость k и скин-фактор S, однако для этого необходимо оценить и ввести достоверное значение коэффициента влияния ствола C_s . Данный метод хорошо работает в случаях, когда период ВСС существенно меньше времени прослеживания давления, иначе затруднительно подогнать экспериментальные данные к определенной типовой кривой.

Известно решение Ramey уравнения диффузии для slug-test [3], по которому составлены типовые кривые. Они позволяют полноценно интерпретировать ГДИС и даже вошли как опция в программу «Pansystem», однако практика их применения невелика. Это связано как со сложностью решения уравнения диффузии, так и с трудностью нахождения оптимальных значений параметров модели.

Уравнение диффузии работы скважины после создания МНД в безразмерном виде записывается следующим образом [3]:

$$\frac{\partial^2 P_d}{\partial r_d^2} + \frac{1}{r_d} \cdot \frac{\partial P_d}{\partial r_d} = \frac{\partial P_d}{\partial t_d}$$
(1)

де
$$P_{d}=rac{P_{i}-P}{P_{i}-P_{0}}$$
 – безразмерное давление;

*P*_i – *P*₀ – начальная депрессия;

 $r_d = \frac{r}{r_w}$ – безразмерная радиальная координата;

$$t_{d} = rac{0,00036 \cdot k \cdot t}{arphi \cdot \mu \cdot C_{ ext{t}} \cdot r_{ ext{w}}^{2}}$$
 - безразмерное время

Начальное условие для (1) определяется как невозмущенный пласт до начала slug test, давление в любой точке которого равно пластовому.

$$P_{\rm d}(r_{\rm d},0) = 0 \tag{2}$$

Граничное условие на внешней границе для бес-конечного пласта:

$$\operatorname{Lim}_{r_{\rm d} \to \infty} P_{\rm d}(r_{\rm d}, t_{\rm d}) = 0 \tag{3}$$

Граничное условие на внутренней границе ($r_{\rm d}$ = 1) для модели скважины с коэффициентом влияния ствола $C_{\rm s}$, и скин-фактором S и мгновенной начальной депрессией $P_{\rm i} - P_0$:

$$P_{\rm wd}(1,0) = 1 \tag{4}$$

$$P_{\rm wd} = \left[P_{\rm d} - S \cdot \frac{\partial P_{\rm d}}{\partial r_{\rm d}} \right]$$
 при $r_{\rm d} = 1$
 $C_{\rm d} \cdot \frac{\partial P_{\rm wd}}{\partial t_{\rm d}} = \frac{\partial P_{\rm d}}{\partial r_{\rm d}}$ при $r_{\rm d} = 1$

Здесь $C_{\rm d} = \frac{C_{\rm s}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot \varphi \cdot C_t \cdot r_{\rm w}^2}$ - безразмерный коэф-

фициент ВСС.

Решение уравнения диффузии (1) для slug-test для начальных и краевых условий (2-4) было получено Ramey в пространстве Лапласа. Для забоя скважины ($r_{\rm d} = 1$) это решение выглядит:

$$\overline{P}_{wd} = \frac{C_{d} \cdot (K_{0}(\sqrt{z}) + S \cdot \sqrt{z} \cdot K_{1}(\sqrt{z}))}{\sqrt{z} \cdot K_{1}(\sqrt{z}) + C_{d} \cdot z \cdot (K_{0}(\sqrt{z}) + S \cdot \sqrt{z} \cdot K_{1}(\sqrt{z}))}$$
(5)

z – переменная в пространстве Лапласа.

*К*₀ и *К*₁ – Бесселевы функции К-типа нулевого и первого порядка.

Верхнее подчеркивание означает, что это изображение давления в пространстве Лапласа, индекс w – указывает, что решение относится к забою скважины.

Обратное преобразование от изображения к оригиналу можно проводить численно с помощью алгоритма Stehfest в виде суммы ряда [4]:

$$P_{\rm wd}(t) = \frac{\ln(2)}{t} \sum_{i=1}^{n} \overline{P}_{\rm wd}(\frac{\ln(2)}{t} \cdot i) \cdot v_{i} \tag{6}$$

$$v_{i} = (-1)^{\frac{n}{2} + i} \sum_{k=\frac{j+1}{2}}^{\min(i,\frac{n}{2})} \frac{k^{\frac{n}{2}}}{(\frac{n}{2} - k)! \cdot k! \cdot (k-1)! \cdot (i-k)! \cdot (2k-i)!} \cdot (2k)!$$

С достаточной для практических результатов точностью можно ограничиться суммой первых 12 членов ряда. Отметим, что значения коэффициентов зависят от числа членов ряда, для n = 12 коэффициенты приведены в табл. 1.



Рис. Э. Семейство типовых кривых в билогарифмических и координатах.

На рис. З представлено семейство кривых

$$P_{\rm wd} = F(t_{\rm d}/C_{\rm d})$$

в билогарифмических координатах, полученное Ramey по формуле (5) с использованием алгоритма (6). Каждая кривая характеризуется определенным значением величины $C_{d^*e^{2S}}$, большим величинам соответствует кривые справа, причем, чем меньше значение скин-фактора, тем быстрее будет восстанавливаться давление. При больших значениях $t_{\rm d}/C_{\rm d}$, когда давление уже близко к восстановившемуся значению, все кривые в билогарифмических координатах сливаются в прямую линию с отрицательным единичным наклоном. Это означает, что влияние ствола скважины на забойное давление завершено и, следовательно, можно достоверно оценить продуктивность скважины. Для этого достаточно построить виртуальную индикаторную диаграмму, представляющую собой зависимость среднего дебита от среднего давления, которую можно получить при обработке кривой прослеживания. Абсолютная величина наклона касательной к виртуальной индикаторной диаграмме в конечной точке восстановленного давления будет представлять коэффициент производительности скважины, причем, чем ближе будет конечное давление к участку единичного наклона, тем достовернее будет оценка $K_{\rm np}$.

На рис. 4 приведен пример совмещение slug test с типовой кривой и построения виртуальной индикаторной диаграммы. Из рис. 4 видно, что без совмещения с типовой кривой нахождение $K_{\rm пр}$ для реальных данных затруднительно из-за сильных шумов, возникающих при операции дифференцирования во время нахождения дебита.

Таблица 1. Коэффициенты ряда для алгоритма Stehfest при *n* = 12.

i	\mathcal{V}_{i}	i	\mathcal{V}_{i}	i	v_{i}	i	v_{i}
1	-0,016666666666666	4	27554,33333318	7	-3891705,533308	10	5552830,499949
2	16,01666666666	5	-263280,8333323	8	7053286,333279	11	-2155507,19998
3	-1247,000000002	6	1324138,699994	9	-8005336,499933	12	359251,1999968



Рис. 4. Совмешение исследования slug test с типовой кривой и виртуальная индикаторная диаграмма.

На практике время slug test часто недостаточно для достижения участка отрицательного единичного наклона, поэтому при больших скин-факторах и малых временах исследования оценка $K_{\rm np}$ может быть недостоверна.

Процедура нахождения оптимальных значений методом типовых кривых включает [3]:

· Оценку P_i и нормирование результатов исследования по начальной депрессии.

· Расчет первого приближения $C_{\rm s}$ и, соответственно, безразмерной величины $C_{\rm d}$ через параметры флюида и скважины.

• Задание первого приближения проницаемости k и формирование семейства типовых кривых для заданных k, $C_{\rm d}$ и некоторого заданного ряда различных значений параметра $C_{\rm d}*e^{2{\rm S}}$.

• Наложение нормированных результатов исследования на типовые кривые и подбор наилучшего совмещения. Для наилучшего совмещения фиксируется параметр $C_{\rm d*e^{2S}}$ и сдвиг по оси абсцисс, который пропорционален величине $k/C_{\rm s}$.

• Пересчет значения проницаемости k по величине сдвига по оси абсцисс.

• Повтор п.п. 3-5 для нового значения *k* до получения минимума невязки.

· Если результаты итераций п.п. 3-5 не дают достоверного результата, изменяют начальное приближение $C_{\rm s}$ и повторяют п.п. 3-6.

· Если результаты расчета не сходятся, изменяют величину депрессии и/или P_i и повторяют п.п. 2-7.

Специфика подбора типовых кривых, как, впрочем, любых интерпретаций исследований типа slug test такова, что семейство типовых кривых характеризуется двумя безразмерными параметрами – t_d/C_d и $C_{d^*e^{2S}}$, идентифицируя которые можно рассчитать две реальных величины – k/C_s и $C_{s^*e^{2S}}$. Таким образом, для получения всех 3-х параметров решения уравнения диффузии необходимо одну из неизвестных величин оценивать независимо. Обычно это делают для коэффициента ствола C_s через отношение средней площади сечения ствола к средней плотности флюида. Поскольку последняя величина может изменяться в широких пределах и трудно контролируется, ошибка в расчетах может достигать 30-60%.

Наиболее проблематичным в представленной процедуре является п. 7, т.к. не понятно, какие результаты расчета являются достоверными, к тому же минимум невязки для широкого диапазона расчетных величин $C_{\rm s}$ неразличим и сравним с флуктуациями, которые дает инструментальная погрешность манометра.

Для повышения достоверности интерпретации предлагается на этапе 7 оценивать потенциальный $K_{\rm m}$ скважины по формуле Дюпюи и К_{пр} по виртуальной индикаторной диаграмме, полученной из решения [3]. При расчете мгновенного дебита параметр C_s «замораживается» и в качестве коэффициента ствола берется начальное расчетное значение C_s. Тангенс наклона касательной к индикаторной диаграмме в точке P_i равен K_{np} . Физически это соответствует последним точкам кривой slug-test, когда влияние ствола скважины заканчивается, а остатки притока определяются фильтрационно-емкостными характеристиками пласта и не зависят от C_s. В случае существенного расхождения расчетных коэффициентов продуктивности в целевой точке оптимизация считается недостоверной, один из параметров модели подгоняется так, чтобы продуктивность по Дюпюи была близка к продуктивности по [3], и поиск глобального минимума продолжается с новым начальным приближением.

Данная процедура была проверена на большом фактическом материале, включающем почти 150 исследований slug-test, проведенных на скважинах ОАО «Самаранефтегаз» и показала отличную достоверность. Результаты с точностью не более +/-10% совпадали с расчетами в программе Saphir v4.20 при условии правильности выбора величины $C_{\rm s}$. В табл. 2 и на рис. 5 в качестве иллюстрации приведено решение для 3-х различных исходных $C_{\rm s}$ при исследований скважины 41, пласт Д1, Винно-Бановского месторождения.

Для всех трех решений виртуальная индикаторная диаграмма имеет одинаковый вид, средний квадрат невязки также практически не отличается. Однозначно выбор второго варианта решения определяется при сравнении K_{np} по Ramey и Дюпюи. Программа, реализующая предложенный метод, выполнена в виде электронной таблицы «MS Excel» и снабжена некоторыми полезными опциями, облегчающими работу инженера-исследователя.

	1 вариант	2 вариант	3 вариант	Saphir v4.30
$C_{ m s}$, м $^{ m s}/$ атм	0,00165	0,092	0,165	0,092*
S	-1,45	-3,42	-3,65	-3,5
<i>к</i> , мД	0,133	7,57	13,99	7,7
Квадрат невязки, атм²	0,0083	0,0083	0,0082	-
К _{пр} (Дюпюи), м³/сут/МПа	0,04	3,39	6,62	-
<i>К</i> _{пр} (Ramey), м³/сут/МПа	3,37 -			-

Таблица 2. Решение для различных исходных значений C_s.

* - задано при интерпретации в ПО «Saphir v4.20»





На рис. 6 приведен внешний вид листа «расчет» шаблона для интерпретации ГДИС типа slug-test на базе «VBA MS Excel».

Результаты прослеживания давления при slug-test загружаются в зарезервированные столбцы листа «ввод» электронной таблицы. В соответствующие ячейки этого же листа загружаются исходные параметры скважины, пласта, флюида и режима работы. Запуск программы инициируется кнопкой «загрузка», после чего прореженные данные slug-test и исходные значения переписываются на лист «расчет».

Начальная оценка пластового давления производится по методу Маскета, затем загруженные данные автоматически подгоняются к типовой кривой. Не всегда подгонка бывает оптимальной и, поэтому, интерактивно можно скорректировать параметры подгонки. Код программы привязан к событиям, связанным с четырьмя «полосами прокрутки», влияющими на соответствующие параметры расчета. Левая «полоса прокрутки» изменяет величину $C_{\rm s}$, вторая - позволяет строить касательную к решению Ramey и находить коэффициент продуктивности по Ramey, третья - завязана на проницаемость, правая – на скин-фактор.

Любое изменение параметра, задаваемого полосой прокрутки, вызывает новый подгон типовой кривой с новыми начальными значениями параметра. Помимо этого на три кнопки «посажен» код программы, позволяющий отдельно пересчитать оптимальные значения только одного из параметров - пластового давления, проницаемости или скин-фактора, при «замороженном» значении остальных. Среди других полезных опций программы можно отметить прореживание исходных данных slug test с заданным временным шагом и коррекция величины пластового давления, особенно полезная в случае коротких исследований.

Программа зарегистрирована в ФИПС [5] и используется для интерпретации исследований в ООО «Самара-НИПИнефть.



Рис. 6. Внешний вид листа «расчет» программы интерпретации ГДИС типа slug-test.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». М.: 2002. 76 с.

2. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина Т.Е., Камартдинов М.Р., Деева Т.А. Гидродинамические исследования скважин. Томск: Издательство Томского ПУ. 2004. 339 с.

3. Ramey H.J., Jr., Agarwal, R.G., and Martin I.: «Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data». J. Can. Pet. Tech. (July-Sept. 1975), 1-11.

4. Stehfest H.: Numerical Inversion of Laplace Transforms. Comm. ACM. 13. (1). 47-49 (1970)

5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015616302 от 05.06.2015. «SlugTest. Программа интерпретации гидродинамических исследование непереливающихся скважин». правообладатель: 000 «СамараНИПИнефть». автор: Кравец М.3.

<u>REFERENCES</u>

1. RD 153-39.0-109-01. Methodical Guidelines. Integration and stage-by-stage approach for geophysical, hydrodynamic and geochemical works in oil and gas fields. M.: 2002. 76 p.p.

2. Mangazeev P.V., Pankov M.V., Kulagina T.E., Kamartdinov M.R., Deeva T.A. (2004). Pressure transient analysis. Tomsk: Tomsk PU Press. 339 p.p.

3. Ramey H.J., Jr., Agarwal, R.G., and Martin I.: Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data. J. Can. Pet. Tech. (July-Sept. 1975). 1-11.

4. Stehfest H.: Numerical Inversion of Laplace Transforms. Comm.ACM. 13. (1). 47-49 (1970).

5. Kravec M.Z. Invention certificate 2015616302 PΦ, SlugTest. Pressure transient analysis for non-overflow well: program and interpretation. # 20155612969 claimed 13.04.2015 released 20.07.2015/ VAK 622.691.4:628.517

Исследование магнитных характеристик высокопрочной трубной стали при изгибе

³П.А. Кузьбожев – специалист группы ИС; ¹И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор;
 ¹А.В. Сальников – канд. техн. наук, доцент; ²А.В. Елфимов – начальник лаборатории;
 ³И.Н. Бирилло – начальник лаборатории
 (¹Ухтинский государственный технический университет,
 ²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ³Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)

Обзор методов неразрушающего контроля, используедля оценки напряженно-деформированного мых состояния (НДС) металлических конструкций показывает, что коэрцитивная сила (КС), как один из диагностируемых магнитных параметров, может эффективно использована для быть достаточно анализа НДС малоуглеродистых трубных сталей. [1, 2] Оценка напряжений возможна как при одноосном [3], так и при сложном, вызывающем, например, плосконапряженное состояние, нагружении. Наиболее высокая точность определения уровня действующих напряжений достигается при наличии градуировочных зависимостей, а также в том случае, когда известны КС контролируемой стали в ненагруженном состоянии и значения ее механических характеристик. При отсутствии этих данных погрешность выполняемой оценки возрастает, а сама оценка сводится к анализу уровня напряжений в конструкции по отношению к значению предела текучести материала. Это является основной предпосылкой для дальнейшего совершенствования метода оценки напряженного состояния магистральных трубопроводов ма-гнитным методом измерения КС и других методов, чувствительных к структурным изменениям в металле новых высокопрочных труб из стали К60 и К65 при деформационных воздействиях.

В работе выполнены экспериментальные исследования по изучению влияния одноосных напряжений на КС образцов из трубных сталей К60, К65. Сущность метода испытаний заключалась в ступенчатом (пошаговом) деформировании образцов изгибающей нагрузкой и контроле величины КС материала при возникающем уровне механических напряжений. Испытания выполнены на 2-х плоских образцах (300×80×10 мм), фрезерованных из фрагментов труб, которые были использованы при сооружении МГ Бованенково-Ухта. Образцы закрепляли в устройство для создания напряженного состояния под действием изгибающей нагрузки (рис. 1).

Изгибающую нагрузку создавали при помощи винтового ромбического домкрата грузоподъемностью 800 кг, деформирование свободного конца образца от приложенной нагрузки измеряли индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм и диапазоном измерений 50 мм. На каждом шаге нагружения образца, не снимая приложенной статической нагрузки, в трех контрольных точках в сжатой зоне производили измерение КС двукратно с разворотом датчика на 180° вдоль ($H_{c(1)}^{II}, H_{c(2)}^{II}$) и двукратно поперек ($H_{c(1)}^{\perp}, H_{c(2)}^{\perp}$)) образца с помощью помощью прибора КРМ-ЦК-2М.



Рис.). Схема устройства для деформирования образца изгибающей нагрузкой

1 – основание стенда; 2 – опора; 3 – испытываемый образец;

4 – крепеж; 5 – устройство для нагружения образца (домкрат); 6 – индикатор часового типа.

По результатам измерений рассчитывали анизотропию коэрцитивной силы (АКС)

$$\Delta H_{c} = \left(H_{c(1)}^{\perp} + H_{c(2)}^{\perp}\right)/2 - \left(H_{c(1)}^{II} + H_{c(2)}^{II}\right)/2 \quad (1)$$

Установлено, что исходные значения КС, измеренные на исходных трубных фрагментах для изготовления образцов, составляли 3,38-3,58 и 5,15-5,22 А/см соответственно, для фрагментов №1 и №2, АКС близка к нулю (табл.2, рис. 2).

После фрезерования фрагментов до толщины 10 мм коэрцитивная сила возросла до 6,33-7,84 и 8,41-9,72 А/См, соответственно, АКС – до 1,44 и 1,27 А/см. Механическое шлифование с охлаждением после фрезерования сопровождалось некоторым уменьшением параметра: до 0,25 А/См на образцах толщиной 10 мм, и до 0,08 А/См на образцах толщиной 5 мм.

При нагружении образцов изгибающей нагрузкой, вызывающей изгибные напряжения до 75% от предела текучести материала, установлено, что КС практически не изменяет установившиеся после фрезерования значения. Далее образцы № 1 и 2 были фрезерованы до толщины 5 мм (при этом введена новая нумерация образцов -№3 и 4). КС образцов №3 и 4 еще более возросла до 7,07-11,16 и 8,92-12,38 А/См, АКС – до 4,05 и 3,4 А/См. Аналогично, при приложении изгибающей нагрузки установившиеся значения КС практически не изменялись. Наиболее существенно от исходных величин увеличились значения КС, измеренные поперек оси образца (то есть, по окружности трубы) – в 3,2 раза у образца №3 и в 2,3 раза у образца №4.

Возрастание КС после фрезерования может быть объяснено появлением внутренних сжимающих напряжений в образце, прилегающего к наружной поверхности трубного фрагмента при последовательном уменьшении его толщины. Другой причиной может быть развитие пластических деформаций на поверхности образцов после

Таблица 2.	Изменение	коэрцитивной	СИЛЫ	при
изготовлении	и термообр	аботке образцо	ЭΒ.	

Номер образца	$H_{c(1)}^{II}$	$H_{c(2)}^{II}$	$H_{c(1)}^{\perp}$	H_c^{\perp} (2)	$\Delta H_{ m c}$
Исходный фрагмент №1	3,38	3,58	3,44	3,46	-0,02
Исходный фрагмент №2	5,15	5,22	5,20	5,20	0,015
№1 (фрез.)	6,38	6,33	7,75	7,84	1,44
№1 (шлиф.)	6,15	6,13	7,53	7,62	1,44
№2 (фрез.)	8,41	8,47	9,7	9,72	1,27
№2 (шлиф.)	8,22	8,22	9,46	9,48	1,25
№3 (фрез.)	7,07	7,15	11,16	11,18	4,05
№3 (шлиф.)	7,02	7,11	11,1	11,15	4,06
№4 (фрез.)	8,92	8,97	12,32	12,38	3,40
№4 (шлиф.)	8,84	8,85	12,32	12,33	3,48
№3T	4,19	4,2	4,73	4,72	0,53
№4T	6,34	6,34	7,23	7,24	0,89



Рис. 2. Изменение коэрцитивной силы в процессе фрезерования и термообработки образцов: а) фрагмент №1, б) фрагмент № 2

1 – исходное состояние, 2 – фрезерование до толшины 10 мм,

3 - фрезерование до толшины 5 мм, 4 – термообработка.

механической обработки, при которой произошли структурные изменения, предопределяющие существенный рост КС и АКС.

В результате этого АКС достигла максимально возможных значений, не изменяющихся затем при нагружении образцов, т.е. изменения вследствие деформирования образцов оказались малозначительны ПО сравнению с произошедшими структурными изменениями при изготовлении образцов.

Для устранения пластических деформаций образцы №3 и 4 подвергались термической обработке – отжигу, включая нагрев образца до 650 °С, выдержку образца в течение одного часа и последующее его охлаж-дение вместе с печью 24 ч (новая нумерация образцов №3Т и 4T). При изготовлении и термообработке проводили также контроль характеристик механических свойств образцов (табл. 3).

После термообработки образцов при их нагружении изгибаюнагрузкой происходило щей заметное возрастание значений KC H_c^{\perp} и $H_c^{II'}$ и ΔH_c (рис. 3). В частности, при деформировании образца №3Т от 0 до 0,37%, значение H_c^{II} увеличилось на 1,1 А/см (25%), а значение H_c^{\perp} – на 3,38 А/см (69%). Деформирование образца №4Т от О до 0,35% вызвало увеличение H_c^{II} на 0,70 А/см

(11%), а H_c^{\perp} – на 2,37 А/см (34%). После некоторого порогового значения относительной деформации образца ее увеличение не вызывало увеличения КС и АКС. У образца №3Т это происходило при значении относительной деформации 0,3%, а у образца №4Т пороговое значение относительной деформации не было достигнуто, вероятнее всего, в силу более высоких прочностных свойств материала.

Для практического использования полученных результатов экспериментальные данные были представлены в координатах $\Delta H_{\rm c} - \sigma$ или $\Delta H_{\rm c} / \sum H_{\rm c} - \sigma / \sigma_{\rm m}$.

Пересчет значений деформаций образца в напряжения осуществляли с использованием диаграммы о-е, которая строилась на основании данных о механических характеристиках образцов. Диаграмму о-є представляли в виде трех участков: участок упругой работы, упругопластической работы и упрочнения.

При этом на участках упругой работы и упрочнения диаграмму описывали линейными функциями, а на участке упругопластической работы – в виде нелинейной зависимости.

Линейные участки диаграммы σ -- ϵ описывали следующими выражениями:

- на участке упругой работы, т.е. при
$$0 \le \varepsilon \le \varepsilon_n$$

 $\sigma = E_0 \varepsilon$; (1)

Таблица 3. Изменение характеристик механических свойств при изготовлении и термообработке образцов.

Номер образца	Временное сопротивление о _в , МПа	Предел текучести от, МПа	Относительное удлинение, δ ₅ , %, не менее	Твердость по Бринеллю
Исходный фрагмент №1	670	478	19	205
Исходный фрагмент №2	755	561	18	226
№1 (фрез.)	658	465	20	202
№1 (шлиф.)	682	487	20	208
№2 (фрез.)	758	563	18	227
№2 (шлиф.)	706	512	19	214
№3 (фрез.)	667	474	20	204
№3 (шлиф.)	702	508	19	213
№4 (фрез.)	751	556	18	225
№4 (шлиф.)	803	607	17	238
№3Т (фрез.)	640	446	21	197
№3Т (шлиф.)	636	443	21	196
№4Т (фрез.)	745	550	18	224
№4Т (шлиф.)	769	574	18	230

– на участке упрочнения, т.е. при $\varepsilon_{0,2} \leq \varepsilon \leq \varepsilon_{e}$

$$\sigma = \sigma_{0,2} + E_1 (\varepsilon - \varepsilon_{0,2}), \qquad (2)$$

где Е0 – модуль упругости материала, 206000 МПа; σ_{0,2} – предел текучести материала, МПа;

 $\epsilon_n = 0.7 \sigma_{0,2} / E_0;$

 $\varepsilon_{0,2} = 0,002 + \sigma_{0,2}/E_0;$ $\varepsilon_{e} = 0,2 \delta_{5};$

 $E_1 = (\sigma_{e} - \sigma_{0,2}) / (\varepsilon_{e} - \varepsilon_{0,2});$

о. - временное сопротивление (предел прочности) материала, МПа.

Нелинейный участок диаграммы о-е, т.е. при $\varepsilon_n < \varepsilon < \varepsilon_{0,2}$,

описывали следующей зависимостью

$$\sigma = 0,7 \sigma_{0,2} + E_0 (\varepsilon - \varepsilon_n) + a_2 (\varepsilon - \varepsilon_n)^{a_3}, \quad (3)$$

где $a_2 = -(E_0(\varepsilon_{0,2} - \varepsilon_n) - 0, 3\sigma_{0,2})(\varepsilon_{0,2} - \varepsilon_n)^{-a_3};$ $a_3 = (1 - E_1 / E_0) / (1 - 0.3 \sigma_{0.2} / (E_0 (\sigma_{0.2} - \varepsilon_n))).$

Значения координат точек диаграммы, находящихся на границах ее характерных участков, для испытанных образцов №3Т и 4Т, приведены в табл. 4.

Результаты испытания образцов №3Т и 4Т в координатах $\Delta H_{\rm c} / \Sigma H_{\rm c} - \sigma / \sigma_{\rm m}$ представлены на рис. 4.



1 - H_c^{\perp} ; 2 - H_c^{II}

Рис. З. Изменение коэрцитивной силы H_c и ее анизотропии ΔH_c при деформировании образцов №ЗТ (а, б) и 4Т (в, г).

Из рис. 4 видно, что после представления экспериментальных данных в координатах $\Delta H_c / \sum H_c - \sigma / \sigma_m$ произошло уменьшение нелинейности зависимости магнитных параметров металла от уровня возникающих механических напряжений, что объясняется нелинейностью изменения напряжений и деформаций при значении напряжений более 70% предела текучести материала. При аппроксимации экспериментальных данных полиномом третьей степени были получены следующие зависимости:

– для образца № 3Т из стали К60

$$\Delta \overline{H}_{c} = -0.000012\overline{\sigma}^{3} + 0.00061\overline{\sigma}^{2} + 0.233\overline{\sigma} + 2.64 ; \quad (2)$$

– для образца № 4Т из стали К65

$$\Delta \overline{H}_{c} = 0,000005\overline{\sigma}^{3} + 0,00061\overline{\sigma}^{2} + 0,133\overline{\sigma} + 5,35 , \qquad (5)$$

где
$$\Delta \overline{H_c} = \frac{\Delta H_c}{H_c^{\perp} + H_c^{II}} 100\%; \, \overline{\sigma} = \frac{\sigma}{\sigma_m} 100\%.$$

Таблица 4. Значения деформаций и напряжений на границах участков диаграммы σ-є для образцов №3Т и 4Т.

Номер образца	ε _n , %	σ", МПа	€ _{0,2} ,%	σ _{0,2} , МПа
3T	0,151	311,5	0,416	445,0
4T	0,188	386,4	0,468	552

Следует отметить, что зависимости (4) и (5) могут быть использованы для определения напряжений, не превышающих 90% от предела текучести материала, но зависимость (4) при значении относительной АКС $\Delta \overline{H}_c$ не более 20%, а зависимость (5) – при значении $\Delta \overline{H}_c$ не более 15%.

Выводы

1. Проведены испытания образцов из трубных сталей К60 и К65 для получения градуировочных зависимостей коэрцитивной силы металла от параметров напряженного



Рис. 4. Изменение относительной АКС *ΔH*_c при деформировании образцов №3Т (а) и 4Т (б).

состояния и ориентации магнитного потока датчика прибора относительно вектора возникающих напряжений на лабораторном стенде для создания в металлических образцах напряженного состояния под действием изгибающей нагрузки.

2. Экспериментально обоснована зависимость анизотропии коэрцитивной силы металла труб от механических напряжений, полученная с использованием диаграммы напряжения-деформации, которая строилась на основании данных о механических характеристиках образцов из стали КбО, Кб5, и представленная в виде в виде трех участков: упругой работы, упругопластической работы и упрочнения, при этом на участках упругой работы и упрочнения диаграмму описывали линейными функциями, а на участке упругопластической работы – в виде нелинейной зависимости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михеев М.Н., Горкунов Э.С. Магнитные методы структурного анализа и неразрушающего контроля М.: Наука, 1993. 252 с.

2. Мужицкий В.Ф., Попов Б.Е., Безлюдько Г.Я. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса стальных металлоконструкций подъемных сооружений и сосудов, работающих под давлением // Контроль и диагностика. 2000. №9. с. 48–50.

3. Новиков В.Ф., Яценко Т.А., Бахарев М.С. Зависимость коэрцитивной силы от одноосных напряжений (Часть 1) // Дефектоскопия. 2001. №11. с. 51–57.

<u>REFERENCES</u>

1. Miheev M.N., Gorkunov Je.S. (1993). Magnetic methods of structural analysis and non-destructive control – M.: Nauka. 252 p.p.

2. Muzhickij V.F., Popov B.E., Bezljud'ko G.Ja. (2000). Stressed-deformed state and remaining life of steelworks and pressure vessels: magnetic inspection. Inspection and diagnostics. #9. p. 48–50.

3. Novikov V.F., Jacenko T.A., Baharev M.S. (2001). Curve of coercive force against uniaxial stress (Part 1). Defectoscopy. #11. p. 51–57. VAK 622: 276.75

Совершенствование технологии и модернизация погружного эжекционного оборудования для очистки забоя скважин от глинистопесчаных пробок

И.А. Пахлян - канд. техн. наук, доцент (Кубанский государственный технологический университет)

Завершающая стадия разработки большинства газовых месторождений Азово-Кубанской нефтегазоносной провинции характеризуется высокими темпами падения пластового давления, дебитов, продвижением подошвенных и законтурных вод, нарастающим обводнением добывающих скважин и интенсивным разрушением призабойных зон.

На основе анализа открытого информационного потока были выделены факторы, приводящие к развитию процессов разрушения прискважинной зоны пласта (ПЗП), представленных слабосцементированными породами (рис. 1).

Разрушение ПЗП в результате действия приведённых причин является актуальной проблемой, так как приводит к образованию глинисто-песчаных пробок и снижению уровня добычи углеводородного сырья соответственно. Основным методом ликвидации глинисто-песчаных пробок является промывка скважин. Проведение работ по ликвидации глинисто-песчаных пробок в условиях значительного падения пластовых давлений представляет собой сложнейшую задачу в результате поглощения технологических жидкостей в процессе производства работ. При работе на месторождениях в условиях аномальнонизкого пластового давления получили распространение технология на основе применения пен и аэрированных жидкостей. Данная технология впервые была внедрена на Николаевском месторождении Краснодарского края в 1961 году [1]. Аэрировали на поверхности водный раствор, и готовую пену направляли в скважину.

Пробка, находящаяся на забое скважины длительное время уплотняется, образуя прочную корку, размыть которую достаточно сложно, и зачастую для разрушения



Рис. 1. Факторы, приводящие к развитию процессов разрушения прискважинной зоны продуктивного пласта.

сцементированной глинистопесчаной пробки гидромониторного эффекта струи пены недостаточно, кроме того превалируют гидравлические потери при движении пены к забою скважины

При очистке забоя скважин поршневыми желонками по мере удаления пробки из забоя и очистки фильтра возрастает интенсивность поглощения пластом промывочной жидкости, в дальнейшем прекращается циркуляция и вынос песчаной пульпы на поверхность. При этом происходит осаждение взвешенных частиц песка и грязи в стволе скважины, что приводит к тяжёлым аварийным ситуациям: прихвату труб, длительному простаиванию скважин в капитальном ремонте.

устройствах R известных разрушающих глинисто-песчаные пробки на депрессии, используется только гидромониторный эффект рабочей среды [2], истекающей из сопел, а через проточную часть эжектора прокачивается образующийся шлам, приводящий к сильной эрозии камеры смешения и диффузора. Поэтому необходима разработка технических средств обеспечивающих режим промывки на депрессии, исключающих поглощение продуктивным пластом шлама, а так же устройств интенсифицирующих процесс разрушения сцементированных глинисто-песчаных пробок.



Рис. 2. Погружная струйная установка для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномально-низкого пластового давления 1 – генераторы кавитации; 2 - функциональная вставка; 3 - корпус; 4 – осевой канал; 5 – эжекторный насос; 6 – камера смешения; 7 – диффузор; 8 – внешняя НКТ; 9 – внутренняя НКТ; 10 – сопло; 11 – боковой паз; 12 – подпружиненный толкатель; 13 – камера; 14 – опорная пята.

В качестве основных исходных требований по совершенствованию технологии и модернизации оборудования для удаления песчаной пробки, были выделены следующие:

- применяемая технология должна обеспечивать постоянную депрессию на пласт с целью сохранения ёмкостно-фильтрационных свойств пласта, особенно в условиях аномально-низких пластовых давлений;

- для разрушения плотных песчаных пробок в компоновке низа колонны труб необходимо предусмотреть устройство для интенсивного её разрушения

 скорость восходящего потока в кольцевом пространстве должна обеспечить вынос шлама из скважины.

С учётом указанных требований было разработано погружной эжектор для удаления глинисто-песчаной пробки, усовершенствована технология промывки скважины в условиях значительного падения пластовых давлений.

Способ работы погружного эжектора (рис. 2) для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномально-низких пластовых давлений заключается в следующем. На НКТ 8 в скважину спускают погружной эжектор к текущему забою (песчаной пробке), до тех пор, пока опорная пята 14 не дойдет до песчаной пробки. При этом опорная пята 14 приподнимает и перемещает вверх подпружиненный толкатель 12, который сжимая пружину, открывает доступ из камеры 13 рабочему потоку на генераторы 1 кавитации для осуществления воздействия на песчаную пробку.

В процессе работы погружного эжектора рабочий поток двигается в пространстве между внутренней колонной насосно-компрессорных труб 9 и внешней НКТ 8 к осевым каналам 4 подвода рабочего потока в камеру 13. При этом большая часть рабочего потока из камеры 13 попадает на сопло 10, истекая из которого увлекает из приемной камеры эжекторного насоса 5 поступающий эжектируемый поток, а меньшая часть рабочего потока (от 10 до 20%) попадает на генераторы 1 кавитации, истекая с большой скоростью, осуществляет несколько видов воздействия на песчаную пробку, интенсивно разрушая её. Из эжекторного насоса 5 смесь рабочего потока и эжектируемого потока по внутренней колонне насосно-компрессорных труб подается на поверхность.

Генераторы 1 кавитации (рис. 3) представляют собой насадку, образованную цилиндрической и конической



Рис. З. Генераторы кавитации.

поверхностями с углом раскрытия канала от 6 до 7°. Рабочий поток входит в начальный цилиндрический участок, в котором значение скорости жидкости наибольшее, а давления наименьшее, возникают кавитационные каверны, заполненные паром и газом, которые затем, во втором конически расходящемся участке начинают расти и схлопываться. Процесс разрушения кавитационных каверн непрерывный, высвобождающаяся энергия воздействует разрушающе на глинисто-песчаную пробку.

Разрушение плотных песчаных пробок происходит под совместным воздействием гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, амплитудных и частотных колебаний, возникающих

при истечении высоконапорных кавитационных струй из генераторов 1 кавитации.

Кавитационное истечение рабочей жидкости способствует предотвращению засорения, абразивному износу камеры 6 смешения эжекторного насоса 5 механическими примесями за счет дробления (диспергирования) твёрдых частиц, что существенным образом способствует облегчению условий подъёма песчаной пульпы из скважины. Энергия упругих гидравлических колебаний, возникающих при схлопывании кавитационных каверн, переносится в пласт, при этом в продуктивном пласте происходит дробление кольматанта (механического, химического или биологического), а за счет депрессии на пласт – его вынос из прискважинной зоны в ствол скважины, а затем с добываемой продукцией из скважины. Таким образом, происходит улучшение фильтрационных характеристик пласта и, тем самым, интенсифицируется добыча пластовых флюидов при дальнейшей эксплуатации скважины.

За счет создаваемой постоянной депрессии эжекторным насосом 5, промывка скважины происходит без создания противодавления на продуктивный пласт. Отсутствует поглощение продуктивным пластом образующейся песчаной пульпы и её осаждение.

Для создания более глубоких депрессий для газовых скважин, эксплуатирующийся в условиях аномально низких пластовых давлений, возможно при осуществлении разработанного способа генерация пен непосредственно на забое скважины.

Данный способ работы погружного эжектора осуществляется следующим образом.

Погружной эжектор спускается к текущему забою (песчаной пробке). Во внешнюю НКТ 8 с заданным расходом подается пенообразующая жидкость. Скважина промывается до верхней части интервала перфорации, при этом эжекторный насос 5 создает разряжение, создавая условия для вызова пластового флюида – газа из пласта. Пластовый газ, смешиваясь с пенообразующей жидкостью, песчаной пульпой поступает в боковые пазы 11, а потом в приемную камеру эжекторного насоса 5, через камеру смешения 6, диффузор 7 смешанный поток по внутренней колонне НКТ 9 подается на поверхность. При этом во внутренней колонне НКТ 9 образуется качественная пена, что улучшает условия транспорта песчаной пульпы на поверхность, снижает давление столба жидкости над погружным эжектором и облегчает условия его работы.

Новизна и уникальность разработанного способа и устройства подтверждается патентом РФ на изобретение [4].

Для обеспечения третьего исходного требования усовершенствования технологии и модернизации оборудования для ликвидации песчаных пробок, а именно обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве для обеспечения выноса шлама были выполнены теоретические расчеты и стендовые исследования.

Высоконапорные струйные аппараты в области малых значений коэффициентов и эжекции описываются уравнением:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{f_p}{f_c} \cdot \left[1,75+0,7 \cdot \frac{\rho_p}{\rho_u} \cdot \frac{f_p}{f_c} \cdot u^2 - 1,07 \cdot \frac{\rho_p}{\rho_c} \cdot \frac{f_p}{f_c} \cdot (1+u)^2 \right]$$
(1)

где $\Delta P_{\rm c}$ – разница давлений смешанного и эжектирирующего потоков;

 $\Delta P_{\rm p}$ — разница давлений рабочего и инжектированного потоков;

 $f_{\rm p}$, $f_{\rm c}$ – площадь рабочего сопла на выходе потока и камеры смешения соответственно;

 $\rho_{\rm p}$, $\rho_{\rm u}$, $\rho_{\rm c}$ – плотность рабочего, инжектированного и суммарного потоков соответственно;

и – коэффициент эжекции.

Для обеспечения выноса песка с размером песчинок до 1 мм из скважины необходимо иметь расход жидкости в восходящем потоке не менее 0,002 м³/с. Для высоконапорных скважинных струйных аппаратов такой расход обеспечивается при коэффициенте эжекции менее u = 0,14.

В скважине давление на входе в рабочую насадку струйного аппарата $P_{\rm P}$ определяется зависимостью

$$P_{\rm P} = p_{\rm xp} + p_a - \Delta p^*, \qquad (2)$$

где $p_{x,p}$ – масса столба рабочей жидкости на данной глубине;

*p*_a – давление насосного агрегата на устье;

 Δp^* – потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата к рабочему соплу струйного аппарата. Δp

рата. Соотношение перепадов давлений $\frac{\Delta p_C}{\Delta p_P}$ определяется по формуле 3:

$$\frac{\Delta p_{C}}{\Delta p_{P}} = \frac{\left(p_{C} - p_{u}\right)}{\left(p_{P} - p_{u}\right)}$$
(3)

где p_C , p_u , p_P – давление соответственно смешанного, инжектированного и рабочего потоков.

В зависимости от коэффициента и эжекции, относи-

тельного перепада давления $\frac{\varDelta p_{C}}{\varDelta p_{P}}$ при остальных равных

условиях в приемной камере эжекторного насоса создается определенное давление. Путем регулирования давления p_a рабочей жидкости насосными агрегатами, с учетом коэффициента u эжекции достигается необходимое значение депрессии. Расчет ведется по формулам 1-3.

Эффективность промывки будет обеспечена как оптимальными величинами подачи промывающего агента, так и гарантированной защитой от разрушения призабойной зоны пласта в результате неправильно рассчитанной депрессии. Для практического использования полученных результатов была разработана база данных [5] в среде LMS Moodle, с использованием среды Excel, были использованы современные наработки отечественных и зарубежных учёных.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

1. Суковицын В.А. Совершенствование технологий восстановления герметичности крепи и промывки скважин в условиях значительного падения пластовых давлений. Дисс. канд. техн. наук. спец. 25.00.15 г. Ставрополь, 2013 г.

2. Патент РФ на изобретение №2393332 Скважинная струйная установка для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномальнонизких пластовых давлений. Авт. Дудниченко Б.А.. Карасевич А.М., Стронский Н.М., Хоминец З.Д. Заявка №2009119598/03 от 26.05.2009.

3. Омельянюк М.В. Повышение эффективности кавитационной реанимации скважин. М.: Нефтепромысловое дело. №5, 2008. 35-42.

4. Пахлян И.А. заявка №2014141096 от 10.10.2014. Погружная эжекционная установка для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномальнонизкого пластового давления. Решение о выдаче патента от 27.07.2015.

5. Пахлян И.А., Омельянюк М.В., Османов С.В., Битиев И.И. База данных «Современные методы интенсификации добычи с применением эжекторных технологий». Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2015620375 Дата регистрации в ФИПС РФ 25.02.2015 года.

Выводы

1. Погружной эжектор повысит эффективность обработки продуктивных пластов, обеспечит максимально возможные депрессии на пласт в процессе разрушения песчаной пробки при повышенном ресурсе работы и упрощении обслуживания по сравнению с аналогами.

2. По результатам стендовых испытаний установлено, что разработанный способ и устройство соответствует заявленным техническим характеристикам, требованиям стандартов и технической документации.

<u>REFERENCES</u>

1. Sukovicyn V.A. Casing integrity renovations and well clening-out process under formation pressure decrease: technological advancements. Ph.D. thesis in Engineering Science, special 25.00.15 Stavropol, 2013.

2. Russian Federation invention patent #2393332 Downhole jet apparatus for sand plug washing-out under abnormal low pressure. Autors: Dudnichenko B.A.. Karasevich A.M., Stronskij N.M., Hominec Z.D. Date of initial patent application #2009119598/03 -26.05.2000.

3. Omel'janjuk M.V. (2008). Cavitation well recovery: efficiency improvement. Neftepromyslovoe delo. #5. p. 35-42.

4. Pahljan I.A. Initial patent application #2014141096 dated 10.10.2014. Immersed ejection apparatus to wash-out sand plugs under abnormal low pressure. Patentdecisiondated 27.07.2015.

5. Pahljan I.A., Omel'janjuk M.V., Osmanov S.V., Bitiev I.I. Modern methods of production stimulation with the use of ejection technologies: database. Database State Registration Certificate #2015620375 RF FIPS registration date 25.02.2015.

Дмитрию Фёдоровичу Новохатскому 85 лет!

3 сентября 2015 г. Дмитрию Фёдоровичу Новохатскому – доктору технических наук, профессору, лауреату Государственной премии Совета Министров СССР, лауреату премии им. акад. И.М. Губкина исполнилось 85 лет.

Более 60 лет жизни Д.Ф. Новохатский отдал развитию отечественной нефтяной и газовой промышленности.

Д.Ф. Новохатский с отличием окончил Промысловый факультет Грозненского ордена Трудового Красного Знамени нефтяного института по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Трудовую деятельность начал в 1954 г. в Якутии в геологоразведке, работая в должностях бурового мастера, старшего прораба буровых работ. Работал в ставропольском филиале ГрозНИИ старшим инженером, старшим научным сотрудником лаборатории крепления скважин, занимаясь вопросами технологии цементирования нефтяных и газовых скважин применительно к геологотехническим условиям месторождений Ставропольского края.

В 1965 г. по конкурсу был избран на должность старшего научного сотрудника в Краснодарский филиал ВНИИнефти, преобразованного в 1970 г. во Всесоюзный научноисследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть).

С 1965 г. по 2012 г. работал во ВНИИКРнефти (в дальнейшем преобразованном в ОАО «НПО «Бурение») в должности старшего научного сотрудника, заведующего сектором тампонажных материалов, начальника отдела крепления скважин, главного научного сотрудника. Более 20 лет Д.Ф. Новохатский был членом докторского диссертационного совета при ОАО «НПО «Бурение».

С 2012 г. по 2014 г. Дмитрий Фёдорович работал членом Научного совета 000 «Баулюкс».

В 1967 г. Д.Ф. Новохатский защитил кандидатскую, а в 1975 г. докторскую диссертацию. В 1996 г. ему присвоено учёное звание профессора.

За время трудовой деятельности Д.Ф. Новохатским разработаны и широко внедрены специальные высокотемпературные тампонажные цементы на шлаковой основе, предложены технологические схемы производства цементов, при его деятельном участии спроектированы заводы в пос. Ильском Краснодарского края и в г. Константиновка (Украина). Линейка спеццементов, цементы для паронагнетательных скважин ЦТПН получили широкое применение как в Российской Федерации, так и за её пределами. Д.Ф. Новохатский предложил и внедрил расширяющие добавки и расширяющиеся цементы, в значительной степени повышающие герметичность цементного кольца скважин.

За работу «Комплексное решение проблемы создания, организации производства специальных тампонажных материалов и их широкое промышленное применение для крепления нефтяных и газовых скважин» Д.Ф. Новохатскому в составе авторского коллектива в 1986 г. присуждена Государственная премия Совета Министров СССР.

Дмитрий Фёдорович подготовил более 10 кандидатов наук, является автором более 25 авторских свиде-



тельств и патентов, им опубликовано более 250 печатных работ по вопросам технологии крепления скважин.

За добросовестную и плодотворную работу Д.Ф. Новохатский награждён орденом «Знак Почёта», является лауреатом премии И.М. Губкина, неоднократно отмечался золотыми и серебряными медалями ВДНХ СССР, имеет звание «Отличник нефтяной промышленности».

В настоящее время Д.Ф. Новохатский продолжает активно заниматься научной работой и подготовкой специалистов для нефтегазовой отрасли в ООО «Баулюкс» и в Кубанском Государственном Технологическом Университете (ИНГиЭ).

Уважаемый Дмитрий Фёдорович!

От всей души поздравляем Вас с юбилеем! Желаем Вам крепкого здоровья, удачи,

бодрости и оптимизма, и всех благ!

Сотрудники Института Нефти, Газа и Энергетики (КубГТУ),

коллектив ООО «Баулюкс»

Аннотации статей

УДК 622.24

К РАЗВИТИЮ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕ-ЛЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД Л.А. ШРЕЙНЕРА (С. 5)

Виктор Дмитриевич Евсеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет - ИПР

634050, г. Томск, пр. Ленина, 30 E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

В работе уточняется природа остаточной деформации, возникающей в горной породе при вдавливании в неё индентора. Появление остаточной деформации связано с измельчением компонент горной породы в стесненных условиях под пятном контакта индентора. Это расширяет возможности жидкости, фильтрата бурового раствора воздействовать на твёрдость горных пород. Снижение твёрдости определяется не только ростом дисперсности порошкообразного материала за счет эффекта П.А. Ребиндера, но и развитием в нём дилатансии при снижении коэффициента внешнего трения. При бурении скважин надежды на снижение твёрдости разбуриваемых горных пород связаны с применением химических соединений, способных уменьшать коэффициент внешнего трения между разрушаемыми компонентами горной породы.

Ключевые слова: горные породы; вдавливание индентора; механизм разрушения; измельчение; дилатансия; коэффициент внешнего трения; уменьшение твердости горных пород.

УДК 550.8.012 ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПИИ ГОРНЫХ ПОРОД В НАПРЯЖЕННОМ СОСТОЯНИИ НА ПРОСТРАНСТВЕННО ОРИЕНТИРОВАННОМ КЕРНЕ (С. 11)

¹Роман Сергеевич Шульга ²Иван Борисович Ратников ²Андрей Михайлович Ярославцев ¹Евгений Аркадиевич Романов ¹Сергей Николаевич Бастриков ¹ОАО «СибНИИНП»

625013, Российская Федерация, Тюменская область, г.Тюмень, ул.50лет Октября, д.118 E-mail: bastrikov@sibniinp.ru Факс: (3452) 41-67-25 Тел.: (3452) 32-21-69, 36-03-08 ²000 «Нефтеком» 443010,Самара,ул. Молодогвардейская, 104, оф. 2

В статье описывается один из подходов к определению анизотропии горных пород в напряженном состоянии. Определены оси максимальных напряжений горной породы на примере одной из скважин. Исследования необходимы при планировании мероприятий по гидравлическому разрыву пласта, а также для качественного составления технологических схем.

Ключевые слова: анизотропия; напряженное состояние; распространение трещин; ориентация керна; теория прочности.

УДК 622.24.051.64

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОБОС-Нования конструктивных параметров долот режуще-скалывающего действия (с. 16)

Николай Владимирович Соловьев Юрий Александрович Арсентьев Нгуен Тиен Хунг Хайдарали Нуралиевич Курбанов

МГРИ-РГГРУ 117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д.23 E-mail: nvs@mgri-rggru.ru Тел.: 8 (495) 433-59-96

Выполнен анализ применяемых схем установки резцов долот PDC, выполненный с позиции силовых характеристик и обоснования конструктивных параметров таких долот. В качестве метода исследований принят наглядный метод кинетопозволяющий статики оценить главные факторы, определяющие эффективность разрушения горной породы в процессе взаимодействия резцов PDC и горной породы на забое. Выработаны рекомендации по совершенствованию конструк-PDC параметров тивных долот

применительно к разными по свойствам горным породам. Дано обоснование проведения дальнейших аналитических этих исследований с учетом интенсивности изнашивания резцов в процессе бурения.

Ключевые слова: бурение; долото PDC; перемежающиеся по твердости породы; осложнения при бурении; эффективности процесса бурения; угол резания; резцы PDC; силовые параметры; режим бурения; интенсивность изнашивания.

УДК 622.243.57 многоярусная Буровая коронка (с. 25)

Леонид Артемьевич Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования» 460026 Россия, г. Оренбург, пр. Победы, 118 E-mail: Lachinjan56@gmail.com Тел.: (495) 429-86-96

Отмечается недостаточная эффективность применения современных буровых коронок в часто перемежающихся по своим физикомеханическим свойствам горных породах. Приведен расчёт основных параметров, подробное описание конструкции и особенности работы предлагаемой многоярусной буровой коронки. Отмечается, что коронка снабжена универсальным набором вооружения, расположенного на нескольких ярусах, и обеспечивает без подъёма её на поверхность включение в работу той группы вооружения, которая наиболее полно соответствует физико-механическим свойствам проходимых в данный момент времени горным породам. Перемещение к забою необходимой группы вооружения осуществляется в результате создания осевой нагрузки на забой, соответствующей категории буримости горной породы. Благодаря цилиндрической форме и вращению резцов ресурс каждого яруса вооружения увеличен в 1,5 раза. Универсальность, увеличенный ресурс вооружения, а также возможность бурения без подъёма изменении свойств при горной породы обеспечивают повышение механической скорости углубления

скважины, сокращение затрат времени на спуско-подъёмные операции и, как результат, существенный рост рейсовой скорости проходки.

Ключевые слова: ярус; ресурс и универсальность вооружения коронки; физико-механические свойства и перемежаемость горных пород; цилиндрическая форма и вращение резца, повышение скорости бурения.

УДК 622.244.46

ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПА-РАМЕТРОВ ОБОРУДОВАНИЯ ПНЕВ-МОУДАРНОГО БУРЕНИЯ ИНТЕРВА-ЛОВ ПОД НАПРАВЛЕНИЯ НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОН-ДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (с. 30)

¹Кирилл Владимирович Бузанов ¹Константин Иванович Борисов ²Андрей Александрович Лавров

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30 E-mail: byzanovaltay@mail.ru ²000 «Коралайна Инжиниринг» 105005, Москва, Посланников пер., д. 5, стр. 1

В статье приведено обоснование и расчёт параметров бурового оборудования инструмента для бурения скважин в условиях интенсивного поглощения промывочной жидкости. Проведение опытно-промышленных работ и апробация полученной математической модели позволит оценить влияние неучтенных факторов, подобрать оптимальные параметры режима бурения и компрессования и сделать вывод о правильности и соответствии выбора расхода воздуха, величины скорости восходящего потока и требуемой механической скорости проходки.

Ключевые слова: пневмоударное бурение; бурильная труба; буровая коронка; обсадная колонна; скважина.

УДК 622.24

НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ТЕХ-НОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА С ИСКУССТВЕННОГО ЗАБОЯ В НЕ ОБСАЖЕННОМ ИНТЕРВАЛЕ (с. 38)

Вячеслав Васильевич Нескоромных Максим Алексеевич Тряпичкин

Сибирский федеральный университет 660025, г. Красноярск, проспект

имени газеты «Красноярский рабочий», 95 E-mail: sovair@bk.ru Тел.: (391)-206-37-72

Рассмотрены современные технологии зарезки боковых стволов в открытом интервале с целью ликвидации аварий, пилотных стволов, реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (ЗБС). Рассмотрен принцип формирования уступа в стенке скважины, основные силовые факторы, влияющие на процесс забуривания бокового ствола. Предложены новые технологические решения для повышения качества работ при формировании бокового ствола.

Ключевые слова: бурение; зарезка боковых стволов (ЗБС); ликвидация аварий; породоразрушающий инструмент.

УДК 622.143

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГИДРОАБРА-ЗИВНОГО ИЗНОСА ЭЛЕМЕНТОВ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН (с. 42)

Рубен Александрович Ганджумян С.К. Кахаров

МГРИ-РГГРУ

117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д. 23 E-mail: misterksk79@mail.ru. Тел.: 8 (495) 433-59-96

эксплуатации буровых Опыт установок в условиях Навоийского горно-металлургического комбината показывает, что интенсивному изнашиванию подвергается, прежде всего, оборудование и инструмент, контактирующий с циркулирующим потоком промывочной жидкости, содержащей твердые частицы. Это обстоятельство вызывает абразивный износ таких узлов буровой установки, как насос, вертлюг, бурильные трубы. Для предотвращения гидроабразивного износа элементов циркуляционной системы предложено использовать глинопорошки, современные средства очистки буровых растворов; вместо бурильных труб с муфтово-замковым соединением применять бурильные трубы образующие гладкоствольные бурильные колонны.

Ключевые слова: абразивный износ; циркуляционная система;

песок; комовые глины; глинопорошки; очистка буровых растворов; гладкоствольная бурильная колонна; геотехнологическая скважина.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИ-ЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (с. 44)

¹Евгений Олегович Петрушин ²Ольга Вадимовна Савенок ²Ашот Страевич Арутюнян

ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
 169711, Республика Коми, Усинск, ул.
 Нефтяников, д.38
 ²«Кубанский государственный технологический университет»
 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
 E-mail: olgasavenok@mail.ru
 Тел.: 8-918-32-66-100

В статье рассматривается разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных сква-Проведена жин. опенка точности модели с использованием квадратных ячеек в плане модели Показано залежи. соответствие снижения пластового давления, полученного при моделировании, с радиусом воронки депрессии. Вычислены радиус дренирования и снижение пластового давления на контуре дренирования для пластов с проницаемостью $1\div10$ мкм² \times 10⁻³ по сравнению с первоначальным пластовым давлением после работы одиночной скважины в течение 1, 2, ..., 4 часов.

Ключевые слова: математическая модель; точность моделирования; относительная разница между моделями; разница пластовых давлений; радиус воронки депрессии; моделирование продуктивности пласта; скинфактор сжатия.

УДК 622.276:532.5

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕПЕРЕЛИВАЮЩИХ-СЯ СКВАЖИН ПРИ ЗАДАННОЙ НА-ЧАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ (с. 49)

Михаил Залманович Кравец

000 «СамараНИПИнефть» 443010, Самара, ул. Вилоновская, 18 E-mail: kravetsmz@samnipineft.ru

Рассмотрены практические вопросы интерпретации исследования не фонтанирующих скважин при заданной начальной депрессии (slug test) на основе решения Ramey. Предлагается процедура повышения достоверности интерпретации на основе анализа виртуальной индикаторной диаграммы, построенной по решению Ramey. Процедура проверена множеством исследований, и реализована в виде программы на VBA MS Excel.

Ключевые слова: решение Ramey для slug test; виртуальная ИД; формула Дюпюи.

УДК 622.691.4:628.517

ИССЛЕДОВАНИЕ МАГНИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКОПРОЧНОЙ ТРУБНОЙ СТАЛИ ПРИ ИЗГИБЕ (с. 55)

³Павел Александрович Кузьбожев
 ¹ИгорьЮрьевич Быков
 ¹Александр Викторович Сальников
 ²Александр Васильевич Елфимов
 ³Игорь Николаевич Бирилло

¹Ухтинский государственный технический университет 169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: ibykov@ugtu.net Tел.: (8216) 774482 ²000 «Газпром ВНИИГАЗ» 142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка ³Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта 169300, Россия, Республика Коми, г.

Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

Напряженно-деформированное состояние металлических конструкций часто диагностируют на основе исследования магнитных характеристик, которые в настоящей работе исследованы на основе экспериментальных данных применительно к высокопрочной трубной стали в условиях изгиба.

Ключевые слова: трубная сталь; магнитные характеристики; изгиб.

УДК 622: 276.75

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛО-ГИИ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОГРУЖНОГО ЭЖЕКЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ ЗАБОЯ СКВАЖИН ОТ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК (с. 51)

Ирина Альбертовна Пахлян

(убанский	государственный
ехнологический	университет
КубГТУ)	

350072, Краснодар, ул. Московская, д. 2

E-mail: pachlyan@mail.ru

В статье приведено описание погружной струйной установки для очистки забоя скважины от песчаных пробок в условиях аномально-низкого пластового давления. Погружной повысит эффективность эжектор обработки продуктивных пластов, обеспечит максимально возможные депрессии на пласт в процессе разрушения песчаной пробки при повышенном ресурсе работы и упрощении обслуживания ПО сравнению с аналогами. По результатам стендовых испытаний установлено, что разработанный способ и устройство соответствует заявленным техническим xaрактеристикам, требованиям стандартов и технической документации.

Ключевые слова: : скважина; глинисто-песчаная пробка; погружной эжектор; кавитация.

IN ELABORATION OF SCHREINER MECHANICAL TEST METHOD (p. 5)

Viktor Dmitrievich Evseev

National Research Tomsk Polytechnic University

30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia

E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

This paper details the origin of residual strain arising in rock during indentation. Residual strain arises due to refinement of rock components under constrained conditions beneath the contact spot. This increases the ability of fluid or drilling mud filtrate to influence rock hardness. A decrease in hardness is determined by the growing dispersion of powder material due to the Rehbinder effect as well as by its dilatancy with the decreasing coefficient of external friction. It is expected that the hardness of drilled rocks can be reduced in well drilling by using chemical compounds that are able to reduce the coefficient of external friction between crushed rock components.

Key words: rocks, indentation, the mechanism of failure, grinding, dilatancy, the coefficient external friction, the decrease in the hardness of rocks.

STUDIES OF ROCKS ANISOTROPISM UNDER STRESS FOR ORIENTED CORE (p. 11)

¹Roman Sergeevich Shul'ga ²Ivan Borisovich Ratnikov ²Andrej Mihajlovich Jaroslavcev ¹Evgenij Arkadievich Romanov ¹Sergej Nikolaevich Bastrikov

¹«SibNIINP» JSC 118, 50let Oktjabrja, Tjumen', 625013, Russia E-mail: bastrikov@sibniinp.ru Fax.: (3452) 41-67-25 Phone: (3452) 32-21-69, 36-03-08 ²«Neftekom» LLC 104, of. 2, Molodogvardejskaja str.,

Samara, 443010, Russia

The article discusses one of approaches to anisotropy detection of rock under stress. Axes of maximum rock stresses are determined as a field case study (one well). The studies are necessary to plan hydraulic fracturing treatment strategy and to form proper technical plans.

Key words: anisotropy, stress, fracture penetration, core orientation, strength criteria.

THINKING OF PARAMETERS FOR CUTTING-SHEARING TYPE DRILLING BIT DESIGN (p. 16)

Nikolaj Vladimirovich Solov'ev Jurij Aleksandrovich Arsent'ev Nguen Tien Hung Hajdarali Nuralievich Kurbanov Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU) 23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia E-mail: khkurbanov@gmail.com Phone: +7 (495) 433-59-96

Two currently utilized schemes of installing PDC cutters were analyzed according to the concept of force characteristics as well as the explanation for parameters of these drilling bits. In this research, we used the Dalamber principle in order to assess the crucial factors, and then determining the efficiency of rock crushing in the interaction process between PDC cutters and bottomhole rock. Some recommendations are provided to optimize design parameters of PDC bit for several kinds of rock with various properties. Subsequently, the further analysis related to the wear rate of bit cutters is initiated.

Key words: drilling, PDC bit, heterogeneous rock, drilling problems, drilling efficiency, cutting angle, PDC cutters, force parameters, drilling parameters, wear rate.

MULTISTAGED DRILL BIT (p. 25)

Leonid Artem'evich Lachinjan

ZBO Drill Industries, Inc., 118, Lenina prospect, Orenburg, 460026, Russia E-mail: Lachinjan56@gmail.com Phone: (495) 429-86-96

Multitiered drill bit: basic parameters calculation, detailed design description and operating peculiarities are given. Multitiered drill bit is equipped with universal cutting structure arranged in tiers to provide for effective drilling interbedded rocks. Versatility, of cutting extended life and round trips minimization while interbedded rocks drilling result in penetration rate increase and drilling speed per run increase because of round trip time reduction.

Key words: tier, cutting extended life, physical and mechanical rock properties, rock alternation, cylindrical form and cutter spinning, drilling speed increase.

SUBSTANTIATION AND CALCULATION OF AIR-HAMMER DRILLING EQUIPMENT PARAMETERS TO DRILL CONDUCTOR HOLE: DULIS'MINSKOE OIL-AND-GAS FIELD (p. 30)

¹Kirill Vladimirovich Buzanov ¹Konstantin Ivanovich Borisov ²Andrej Aleksandrovich Lavrov

¹National Research Tomsk Polytechnic University
30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: byzanovaltay@mail.ru
²«Koralajna Inzhiniring» LLC
5-1, Poslannikov str., Moscow, 105005, Russia

The article discusses calculations and substantiation on equipment parameters to drill when difficult lost circulation. Pilot works and mathematical model testing will arrange to consider unaccounted factor effects. It will provide for choosing optimum drilling and compressing practices assess the reasonableness of choice for air flow, upward current velocity and rate of penetration required.

Key words: air-hammer drilling, drill pipe, drill crown, casing string, well.

NOVEL TECHNIQUE FOR OPEN-HOLE SIDETRACKING FROM ARTIFICIAL BOREHOLE BOTTOM (p. 38)

Vjacheslav Vasil'evich Neskoromnyh Maksim Alekseevich Trjapichkin

Siberian Federal University 95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarck, 660025, Russia Phone: (391) 2063772 E-mail: sovair@bk.ru

The modern technology of drilling lateral wells in non-cased intervals in order to eliminate accidents, pilot hole, reconstruction of wells by drilling laterals. The principle of formation of the ledge in the wall of the well, the main power factors influencing the process of collaring a new direction. Propose new solutions to improve the quality of work in the formation of a lateral well.

Key words: drilling, lateral well, accident, rock cutting tool.

HYDROABRASIVE WEAR PREVENTION OF CIRCULATIN CIRCUIT COMPONENTS WHILE WELLFIELD DRILLING (p. 42)

Ruben Aleksandrovich Gandzhumjan S.K. Kaharov

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU) 23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia E-mail: misterksk79@mail.ru. Phone: 8 (495) 433-59-96

Experience in operating rigs in the conditions of the Navoi Mining and Metallurgical Combine has shown that the wear rate is subject to, first of all tools and equipment in contact with the circulating flow of flushing liquid containing solid particles. This all causes abrasion such as drilling rig components as the pump, swivel and drill pipe. To prevent hydroabrasive wear of circulation system elements it is proposed to use mud powder, modern cleaning fluids; to use smooth-bore drill pipes instead of the coupling-locking connection pipes.

Key words: abrasive wear, circulation system, sand, ball clay, mud powder, cleaning fluids, drill string smoothbore, geotechnical borehole.

PRESSURE DEVIATION WHILE WELL SURVEY: MATHEMATICAL MODEL DEVELOPING (p. 44)

¹Evgenij Olegovich Petrushin ²Ol'ga Vadimovna Savenok ²Ashot Straevich Arutjunjan

¹JSC «Pechoraneft» 38, Neftjanikov str., Ukhta, Republic of Komi, 169711, Russia ²Kuban State University of Technology 2, Moskovskaja str., Krasnodar, 350072, Russia E-mail: olgasavenok@mail.ru Phone: 8-918-32-66-100

The article discusses a mathematical model development for pressure changes during horizontal well study. The accuracy of the model using the square cells in terms of deposit model is given. Reservoir pressure reduction obtained in the simulation with a radius of funnel depression: correspondence is revealed. Calculated drainage radius and reservoir pressure reduction shown. All this is for drainage formations permeability mkm2 compared to the original reservoir pressure after the operation for a single well during 1, 2, ..., 4 hours.

Key words: mathematical model,

simulation accuracy, the relative difference between the models, formation pressures difference, range funnel depression, reservoir simulation, skin-factor compression.

INTERPRETATION OF NON-OVERFLOW WELL SURVEYING IF INITIAL UNDERBALANCE IS GIVEN: USAGE PATTERN (p. 49)

Mihail Zalmanovich Kravec

«SamaraNIPIneft'» LLC 18, Vilonovskaja str., Samara. 443010, Russia E-mail: kravetsmz@samnipineft.ru

Practical aspects for non-overflow well surveying if initial underbalance (slug test): interpretation is given on the basis of Ramey decision. Interpretation credibility enhancement based of virtual indicator diagram analysis is provided according to Ramey solution. A great deal of researches has verified the procedure. It is realized in form of VBA MS Excel program.

Key words: Ramey solution for slug test, virtual indicator diagram, Dupuis formula.

MAGNETIC CHARACTERISTICS HSLA PIPE STEEL: BENDING TEST (p. 55)

³Pavel Aleksandrovich Kuz'bozhev
 ¹Igor'Jur'evich Bykov
 ¹Aleksandr Viktorovich Sal'nikov
 ²Aleksandr Vasil'evich Elfimov
 ³Igor' Nikolaevich Birillo

¹Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 77-44-82
²Ltd. "GazpromVNIIgaz"
Razvilka poselok, Leninskiy district, Vjoscow region, 142717, Russia
³«Gazprom VNIIGAZ» LLC Ukhta
1a, Sevastopol'skaja str., Republic of Komi, 169300, Russia

Stressed-deformed state of metal is often diagnosed on the basis of magnetic characteristics research. The paper discusses experimental data with reference to high-strength steel pipe under bending.

Key words: high-strength steel, magnetic characteristics, bending.

IMMERSED EJECTION EQUIPMENT TO WASH-OUT SAND PLUGS: TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT AND UPGRADING (p. 60)

Irina Al'bertovna Pahljan

Kuban State University of Technology 2, Moskovskaja str., Krasnodar, 350072, Russia E-mail: pachlyan@mail.ru

This paper presents description of immersed ejection equipment to wash out sand plugs when formation pressure is abnormally low. Immersed ejector will improve reservoir treatment efficiency and will provide for maximum allowed differential pressure while washing out sand plugs. The engineered equipment also provides for greater length of life and simplifies service as against analogous solutions. Bench test results have shown that the apparatus meets specifications stated, regulatory requirements and technical specifications.

Key words: borehole, argilloarenaceous plug, immersed ejection, cavitation.



Сазонов Алексей Алексеевич (24.04.1952-16.08.2015)

16 августа 2015 года ушёл из жизни заместитель директора ОАО «НИПЦ ГНТ», доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, член редакционной коллегии журнала «Инженер-нефтяник», кандидат экономических наук Алексей Алексеевич Сазонов.

В 1974 году А.А. Сазонов окончил Московский институт электронного машиностроения по специальности «Полупроводниковое и электровакуумное машиностроение». В 1988 году без отрыва от производства закончил аспирантуру Московского экономико-статистического института по специальности «Механизированная обработка экономической информации» и в 1989 году защитил кандидатскую диссертацию на тему «Исследование и разработка фактографической информационно-поисковой системы для обслуживания пользователей технико-экономической информацией».

Сазонов А.А. работал инженером лаборатории 201 НИИ «Орион», служил в рядах Советской армии, работал старшим инженером лаборатории 911 завода «Плутон», мастером сборочного участка, старшим мастером выпускающего участка, старшим научным сотрудником НИИАвтопром, зав. отделом совершенствования и развития задач АСНТИ автоматики. С 1990 года Алексей Алексеевич работал заведующим отделом обеспечения информации и обработки данных в вычислительном центре НИИ «Орион», а с 1991 по 1994 г. - старшим научным сотрудником в лаборатории введения, совершенствования развития, заведующим отделом АСНТИ, заведующим научно-исследовательским отделом обеспечения информации и обработки данных С вычислительным центром вице-президентом НИИНавтопрома, ЭКСТ, главным экономистом опытного завода, зам. начальника внешнеэкономического отдела, зам. директора, коммерческим директором. С 1994 по 2001 г. работал в ОАО «НГК «Славнефть» начальником аналитического отдела департамента реализации нефти и нефтепродуктов, заместителем директора валютнофинансового департамента, финансовым директором ТД «Югра», исполнительным директором Петроресурсы, зам. директора по экономике консорциума «Союзнефтегазинвест».

С 2003 г. работал зам. директора ОАО «НИПЦ ГНТ», совмещая трудовую деятельность с педагогической, являясь с 2004 г. доцентом кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, а с 2009 г доцентом кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Успешно вёл все виды учебной работы, читал один из основных курсов профильных лекций: «Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы», «Технологические жидкости лля вскрытия и освоения скважин». Был руководителем курсовых и дипломных работ бакалавров и студентов. Преподавательскую деятельность COчетал с научно-исследовательской работой на должности заведующего , лабораторией экономического анализа и сметных расчетов НИИБТ и начальника департамента бурения нефтяных и газовых скважин в НП «Технопарк-Губкинский университет». Эксперт по промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (00-08-0861-03). Сазонов А.А. являлся руководителем НИР по тематике 000 «Подземгазпром».

Алексей Алексеевич автор 42 проектов на строительство скважин различного назначения, публикаций в отраслевых журналах, тезисов докладов, соавтор 3 книг: «Ликвидация скважин различного назначения», «Англо-русский и русско-английский словарь по бурению» (перевод с английского монографии Дуайт К. Смит «Цементирование нефтяных и газовых скважин»), награжден медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), почетным грантом ОАО «РИТЭК» (2007).



С 2009 года являлся автором и членом редакционной коллегии научно-технического журнала «Инженер-нефтяник».

Редакционная коллегия журнала «Инженернефтяник», кафедра бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, сотрудники ОАО «НИПЦ ГНТ»

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

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

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

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм); - текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;

- формулы - в программе Microsoft Equation;

- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;

- фотографии должны быть хорошего качества.

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

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;

место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;

- адрес электронной почты каждого автора;

корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);

- контактный телефон.

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

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

7. Список литературы.

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

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

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

публикация научно-технических статей бесплатная;

- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;

в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2016 год!

Индексы журнала:

- 35836 по каталогу Агентства "Роспечать";
- 91842 по объединённому каталогу "Пресса России"

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

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

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

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

> Адрес для переписки: 127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10 Телефон редакции: (495) 543 9116 Факс: (495) 543 9612