ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 3'2017

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Возможности увеличения скорости бурения

Классификационный и вариантный разрезы бурения

Расчёт энергосберегающего профиля скважины

Ликвидация негерметичности обсадной колонны

Учет извлекаемого попутного нефтяного газа

Природные сорбенты для очистки сточных вод

10
Инженер - нефтяник
2007-2017

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

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

Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- **Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования**

- **Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием**

- **Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования**

- **Инженерно-телеметрическое сопровождение:**

- наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи

- вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола

- собственных буровых растворов для промывки скважин

- отбора керна собственным оборудованием

- оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов

- инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

Инженер-нефтяник №3 2017 г.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

О возможности увеличения механической скорости бурения с помощью фильтрата промывочной жидкости. Евсеев В.Д. — 5

Классификационный и вариантный геолого-технологические разрезы месторождения как основа проектирования конструкции поисково-разведочных скважин. Близнюков В.Ю., Повалихин А.С. — 12

Методика расчёта различных типов энергосберегающего профиля скважины. Назаров А.П. — 22

Опытно-промышленные испытания тампонажного состава Рельпол для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны. Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю., Третьяков Е.О., Захаров Л.А. — 26

Компенсация автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Филиппов П.Г. — 29

Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. — 33

Оценка влияния способа учёта пород-неколлекторов на процесс теплового воздействия на пласт при численном моделировании. Дуркин С.М., Меньшикова И.Н. — 38

Проблемы учёта извлекаемого из недр попутного нефтяного газа. Амерханов И.И., Григорьев Н.В., Федорова А.Э. — 41

Применение природных сорбентов для очистки сточных вод промышленных предприятий. Ланина Т.Д., Селиванова Е.С., Носов Г.А., Донин С.Н. — 43

Разработка состава на водной основе для очистки внутрискважинного оборудования от асфальтеносмолопарафиновых отложений. Сюзев А.В., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. — 47

Образование Тихого океана. Иванников В.И. — 53

Аннотации статей — 63

CONTENTS

On the possibility of increasing the mechanical drilling speed by using the filtrate of the washing fluid. Evseev V.D. — 5

Classification and variant geological sections of the field as a basis for the design of exploration wells. Bliznyukov V.YU., Povalihin A.S. — 12

Calculation method of various types of energy-saving profile of the well. Nazarov A.P. — 22

Pilot testing of cement slurries Relpol to eliminate leakage of the production casing. Lekomcev A.V., Iljushin P.Ju., Tret'jakov E.O., Zaharov L.A. — 26

Compensation of oscillation of engine power drive drill stem. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Filippov P.G. — 29

Increase of reliability of geophysical methods in directional and horizontal wells. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. — 33

Assessment of the impact of method of accounting of non-reservoir rocks in the process of thermal stimulation by numerical simulation. Durkin S.M., Men'shikova I.N. — 38

Problems of accounting of extracted associated petroleum gas. Amerhanov I.I., Grigor'ev N.V., Fedorova A.Je. — 41

Application of natural sorbents for wastewater treatment of industrial enterprises. Lanina T.D., Selivanova E.S., Nosov G.A., Donin S.N. — 43

Formulation of water-based to clean downhole equipment from asphalt- resin deposits. Sjuzev A.V., Lekomcev A.V., Martjushev D.A. — 47

The origin of the Pacific ocean. Ivannikov V.I. — 53

Abstracts of articles — 63

Журнал по решению ВАК Министерства образования и науки РФ 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".

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

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

Главный редактор: д.т.н. Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

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
Косьянов Вадим Александрович – д.т.н., профессор, и.о. ректора Российского Государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Оганов Александр Сергеевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина
Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина
Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром бурение»
Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета
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

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.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.

УДК 622.24

О возможности увеличения механической скорости бурения с помощью фильтрата промывочной жидкости

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

Практически сразу после открытия эффекта Ребиндера буровики нашей страны пытались добиться увеличения механической скорости $V_М$ бурения с помощью добавок, вносимых в промывочную жидкость для усиления её адсорбционно-активного разупрочняющего действия: это обеспечивало существенное снижение стоимости бурения скважин. Уже в 30-х годах прошлого века появились статьи, в которых авторы сообщали о наблюдаемом ими резком увеличении $V_М$ после введения в промывочную жидкость на водной основе электролитических соединений. Но в дальнейшем таких сообщений становилось все меньше. Буровики теряли интерес к повышению $V_М$ с помощью эффекта Ребиндера. Спустя несколько десятилетий был вынесен вердикт и на страницах научной печати: при бурении скважин эффекта Ребиндера нет [1]. Тем не менее, и в настоящее время находятся исследователи [2], которые продолжают пропагандировать возможность увеличения $V_М$ с помощью этого эффекта.

Мы также надеемся на способность фильтрата промывочной жидкости способствовать росту $V_М$, но свои надежды связываем с открывающимися возможностями после устранения основных недостатков в традиционном объяснении эффекта Ребиндера, возникающего при разрушении диэлектрических минералов, горных пород.

На возможность достижения больших значений $V_М$ указывают встречаемые в практике бурения скважин внезапные увеличения $V_М$ («бурильная колонна проваливается, как в пустоту» - такими словами характеризуют наблюдаемый рост $V_М$ очевидцы-буровики). Но извлекаемый затем с этих глубин керн наглядно демонстрирует отсутствие пустот в литосфере (образец керна, полученного в этих условиях, имеется на кафедре бурения скважин Томского политехнического университета). Вывод: необходимо уточнить механизм разрушения горной породы при работе долот на забое скважины и найти причину резкого роста $V_М$.

К основным ошибкам школы П.А. Ребиндера при трактовке природы эффекта мы относим следующие:

1) игнорирование влияния вида напряженного состояния на развитие разрушения;

2) игнорирование механических потерь энергии, сопровождающих рост трещин нормального отрыва.

Следствием этих ошибок является неверное понимание механизма влияния жидкости на развитие разрушения, т.е. неверная оценка возможностей промывочной жидкости влиять на величину $V_М$.

Формула (1), которую использовал П.А. Ребиндер при формулировании природы эффекта адсорбционного понижения прочности:

$$\sigma_P = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot \gamma_0}{\pi \cdot l \cdot (1-\nu^2)}} \qquad (1)$$

была получена А.А. Гриффитом для случая двухосного растяжения образца:

$$\sigma_1 = 0,\ \sigma_2 < 0,\ \sigma_3 < 0,$$

где σ_1, σ_2, σ_3 – главные нормальные напряжения;
E – модуль Юнга;
γ_0 - удельная свободная поверхностная энергия;
ν – коэффициент Пуассона разрушаемого образца;
l – длина искусственной трещины в нём.

А.А. Гриффит исследовал изменение прочности стеклянных колб с нанесённой на них трещиной длины l закачиваемым в колбу сжатым газом. При таком испытании (плоская деформация) разрушение нагружаемой колбы обеспечивает рост магистральной трещины нормального отрыва.

При работе буровых долот в горной породе забоя скважины напряженное состояние «плоская деформация» отсутствует: лопастные и шарошечные долота вызывают сжатие горной породы на забое осевым и тангенциальным усилиями и, как следствие, в этом случае возникает сдвиговое разрушение. Налицо несоответствие между складывающейся ситуацией в горной породе забоя скважины при работе буровых долот и выводом в виде формулы (1), относящемся к разрушению тела при совершенно другом напряжённом состоянии.

Формула (1) была положена П.А. Ребиндером в основу объяснения механизма снижения прочности адсорбционным путём и использовалась для прогноза увеличения $V_М$: жидкость, молекулы которой (или находящиеся в жидкости молекулы других химических веществ) при

физической адсорбции вызывают снижение γ_0, способна обеспечить снижение твердости горной породы и рост V_M. Десятилетия именно от этой формулы и от адсорбционного механизма ждали чуда в виде роста V_M после введения понизителей твердости в буровую промывочную жидкость.

При напряженном состоянии сжатия горной породы задача, положительное решение которой должен обеспечить фильтрат промывочной жидкости, ставится иначе: фильтрат должен стать катализатором сдвигового разрушения. Какими свойствами должна обладать жидкость (раствор) для облегчения сдвигового разрушения рассмотрим на примере известного [3] решения задачи о распределении напряжений в горной породе, занимающей полупространство, при вдавливании в её поверхность силой F цилиндрического индентора с плоским основанием. В этом случае под пятном контакта образуется трехосное неравнокомпонентное напряженное состояние сжатия (ядро сжатия), окружённое снизу и сбоку напряженной горной породой [3]. Иначе говоря, ядро сжатия находится в стесненных условиях, сдерживающих рост сдвиговой деформации.

Главные нормальные напряжения σ_1, σ_2, σ_3 достигают максимальных значений на контактной поверхности (рис. 1). По мере удаления от пятна контакта в направлении роста симплекса z/a, где a – радиус индентора, напряжения сжатия σ_1, σ_2, σ_3 снижаются. Наиболее значительно уменьшаются с ростом z/a сжимающие напряжения σ_1, σ_2, которые при $z > a$ становятся растягивающими.

Деформационное поведение компонент горной породы в ядре сжатия определяется величиной среднего напряжения $\sigma_{ср}$, создающего высокое равномерное давление (ВД) на компоненты породы в ядре, и величиной касательного напряжения τ, стремящегося вызвать сдвиговую деформацию (СД) в ядре сжатия и сдвиговое разрушение. Комбинация ВД + СД при значительной величине напряжений $\sigma_{ср}$, τ вызывает измельчение различных тел [4, 5].

Максимальные контактные давления P, достигаемые на установке УМГП-3 при использовании цилиндрического индентора с площадью торца $S = 2 \cdot 10^{-6}$ м^2, достигают 5000 МПа. Это означает (рис. 1), что непосредственно под торцом индентора величина равномерного давления $\sigma_{ср}$ достигает 4000 МПа, а τ – 1000 МПа. Касательные напряжения достигают максимальной величины $0{,}33P$ при $z/a \approx 0{,}64$ [3]. Таких нагрузок вполне достаточно не только для разрушения (измельчения) минералов, но и для последующего уплотнения и компактирования продуктов измельчения. Величина контактного давления P при вдавливании индентора в конкретные образцы горных пород (диорит, кварцевый песчаник, известковый алевролит), при котором начинается нелинейный участок АВ на деформационной кривой (рис. 2), достигают значений: 2268, 2264, 1892 МПа, а агрегатная твердость образцов этих горных пород – значений 3378, 4090, 2755 МПа, соответственно [6].

В упругой области вдавливания индентора (рис. 2, участок ОА деформационной кривой $F - \delta$, где δ – абсолютная деформация породы под индентором) напряжения $\boldsymbol{\sigma_{ср}}$ способствуют уплотнению зёрен минералов в ядре, закрытию пор, смыканию сторон трещин отрыва, упругому деформированию зёрен; $\boldsymbol{\tau}$ вызовет небольшие сдвиги зёрен минералов, их повороты, вызывающие разрушение адгезионных границ на микро- и мезо- уровнях, упругое деформирование зёрен.

В неупругой области вдавливания при достижении силой F, значение которой превышает величину F_A (рис. 2), под пятном контакта начинается измельчение горной породы. При вдавливании индентора в сухой образец горной породы в воздухе порошкообразный материал (ПМ) виден часто на нелинейном участке вдавливания (ПМ поступает на поверхность образца из ядра сжатия через возникающие трещины), всегда виден – после выкола на дне возникшей лунки.

Измельчение компонент горной породы – первый шаг к облегчению развития сдвиговой деформации в ядре, к сдвиговому разрушению породы ядра сжатия в стеснённых условиях, возникающих при вдавливании индентора. Для снижения твёрдости горной породы необходимо вызвать не только раннее появление ПМ, но и обеспечить порошку высокую дисперсность. Эта задача

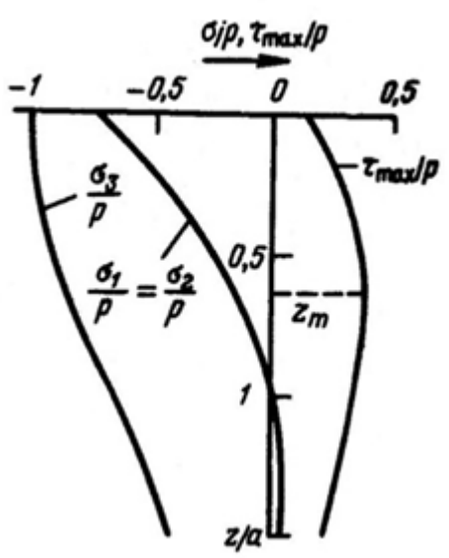


Рис. 1. Изменение механических напряжений в горной породе под торцом цилиндрического индентора с плоским основанием [3].

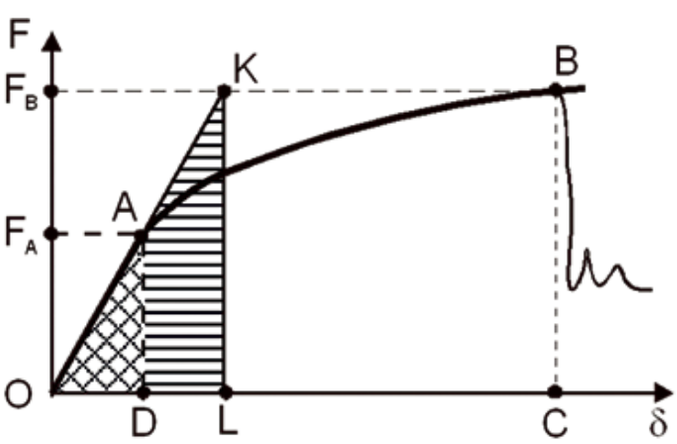


Рис. 2. Типичная деформационная кривая, получаемая при вдавливании цилиндрического индентора в образец упруго-пластичной горной породы.

должна быть решена фильтратом промывочной жидкости с помощью эффекта Ребиндера.

При вдавливании индентора в присутствии жидкости последней легко оказаться в замкнутой полости под пятном контакта и принять активное участие в деформировании горной породы не только при росте силы F до значения F_A, но и при последующем её росте. Отсутствие возможности дренирования жидкости из сжимаемой поры при росте $\sigma_{ср}$ вызовет появление в ядре сжатия эффективных напряжений. В этом случае стимулятором сдвигового разрушения выступит сжимаемость жидкости.

Измельчение минералов, происходящее под пятном контакта при вдавливании индентора в образец горной породы, означает, что деформационные процессы в ядре сжатия нужно не только описывать ключевыми понятиями, применяемыми для характеристики поведения ПМ в стесненных условиях (внешнее трение, дилатансия), но и определить с их помощью способ воздействия на ПМ для облегчения развития сдвиговой деформации, сдвигового разрушения.

Перемещение частиц ПМ под торцом индентора, происходящее при росте F и сжатии ПМ, зависит от жесткости стесненных условий и от величины внешнего трения в ПМ. Изменение внешнего трения в ПМ приведёт к изменению величины бокового давления на горную породу, вмещающую ядро сжатия: чем меньше внешнее трение, тем больше боковое давление, стремящееся вызвать изгиб консоли, обеспечить появление трещины отрыва и разрушение выкалыванием.

Вдавливание индентора в горную породу сопровождается осложнением, способствующим повышению её твёрдости: рост F вызывает не только более тонкое измельчение минералов, но и уплотнение продуктов измельчения – компактирование ПМ. Уменьшение размеров частиц ПМ обеспечивает рост площади контакта их между собой, увеличение роли сил трения, действующих на поверхности межчастичных контактов, в развитии разрушения. Большие осевые усилия F обеспечат получение плотной упаковки частиц измельченных минералов за счёт внедрения частиц друг в друга, дополнительного разрушения частиц, возрастания сил межатомного взаимодействия между частицами. В результате происходит возрастание сопротивляемости компактированного образования внешнему воздействию, происходит замедление роста плотности возникающей «таблетки». С увеличением внешнего трения в ПМ раньше начнется компактирование ПМ.

Полученное компактированием ПМ новое твердое тело («таблетка») при завершении вдавливания индентора в сухой образец горной породы на дне лунки обнаруживается всегда. Компактирование ПМ – основная причина большой твёрдости горных пород при вдавливании индентора: оно делает невозможным раннее развитие сдвиговой деформации и выкол при меньшем усилии F (ранний выкол). Успешное предотвращение этого процесса – залог снижения твердости горных пород, роста механической скорости бурения.

Для ускорения возникновения выкола при вдавливании индентора в образец породы фильтрат промывочной жидкости должен обеспечить не только снижение энергетических затрат на получение свежей поверхности при измельчении минералов, но и снижение внешнего трения в ПМ. Физические предпосылки реализации раннего выкола связаны не только с обеспечением роста дисперсности ПМ, но и с сохранением его сыпучести снижением внешнего трения в ядре сжатия. Эти процессы обеспечат:

а) лучшую передачу силы F на вмещающую ядро сжатия горную породу, вызовут ранний изгиб консоли и возникновение магистральной трещины нормального отрыва на внутренней поверхности изгибаемой консоли;

б) раннее развитие сдвиговой деформации даже в ПМ, находящемся в стеснённых условиях.

Серьёзным катализатором роста сдвиговой деформации является изгиб консоли, снимающий ограничение на развитие сдвиговой деформации. Возникающие в этом случае значительно более мягкие стеснённые условия способствуют развитию сдвиговой деформации и вызывают дилатансию в ПМ. Рост пористости и снижение числа точечных контактов частиц в ПМ обеспечивают общее снижение сил трения, сдерживающих развитие сдвигового разрушения в ядре сжатия, вызывают выкалывание.

Компактирование, как осложнение, препятствующее выколу, начинается там, где действуют большие напряжения сжатия и большие силы трения в ПМ под торцом индентора, т.е. в приповерхностном слое породы. Величину внешнего трения в горной породе под пятном контакта можно изменить искусственно, например, осуществляя вдавливание индентора в присутствии различных жидкостей, растворов с различной концентрацией разнообразных ионогенных соединений. Это наиболее естественный путь снижения внешнего трения в нагружаемой породе.

С ростом F и при наличии внешнего трения будет расти толщина d компактированного слоя. Чем больше внешнее трение, тем больше будет и d. В слое d развитие сдвиговой деформации затруднено. С удалением h от пятна контакта в сторону роста симплекса z/a гидростатическое напряжение $\sigma_{ср}$ резко снижается (рис. 2), процессы измельчения, компактирования и деформирования компактированного твердого тела ослабевают и исчезают. По этой причине в нижней части ядра сжатия развитие сдвиговой деформации будет облегчено. Иначе говоря, при вдавливании индентора в условиях, обеспечивающих большое внешнее трение, сдвиговая трещина всегда пройдёт ниже компактированного слоя, обеспечивая максимальные значения величинам d, V, E, H.

Процессы измельчения, компактирования и деформирования возникающего при компактировании нового полидисперсного твердого тела развиваются последовательно, начиная с поверхностного слоя под пятном контакта. Сначала здесь идёт измельчение компонент горной породы, затем, при дальнейшем росте F, происходит компактирование продуктов измельчения и деформирование нового полидисперсного твердого тела толщиной d («таблетка»), накопление в «таблетке» упругой энергии E. На деформационной кривой $F - \delta$ это вызовет рост F на величину ΔF, которая характеризует силы внешнего трения в породе под пятном контакта. Силы внешнего трения активно влияют на ход процессов измельчения компонент породы и компактирования продуктов измельчения под пятном контакта. Компактирование отодвигает во времени наступление сдвигового разрушения при вдавливании индентора.

При росте силы вдавливания от значения F_A до F_B в верхней части «таблетки» действуют бóльшие напряжения сжатия. По этой причине размер минеральных частиц в «таблетке» будет минимален в верхней её части. С удалением от пятна контакта и размер частиц ПМ в

«таблетке» будет расти, и «таблетка» будет менее спрессованной.

Природа стимулирования сдвиговой деформации при вдавливании индентора в присутствии жидкости связана с появлением эффективных напряжений в зоне сжатия горной породы и снижением сил внешнего трения на контактах частиц. При этом цель достигается одна: обеспечение возникновения раннего сдвигового разрушения, выкола. На вопрос о весе вклада каждого из этих механизмов в развитие разрушения при вдавливании индентора должен ответить эксперимент.

Физические процессы, проходящие в горной породе ядра сжатия при вдавливании индентора, которые необходимо учитывать при определении энергоёмкости этого процесса:

- трение между минералами и их деформирование на линейном участке вдавливания индентора;
- измельчение твёрдых компонент породы, компактирование продуктов измельчения и деформирование возникающего полидисперсного твердого тела. Компактирование сопровождается трением на многочисленных межчастичных контактах, возникающих между продуктами измельчения минералов, входящих в состав горной породы.

Полную работу A вдавливания индентора можно оценить площадью фигуры OABC (рис. 2) под деформационной кривой в координатах $F - \delta$: S_{OABC}. Работа $A_У$ деформирования компонент породы на линейном участке вдавливания индентора определяется работой напряжений $\sigma_{ср}$ и τ, вызывающих соответствующие деформации, и оценивается площадью треугольника OAD: S_{OAD}.

Работа $A_{НД}$ вдавливания индентора на нелинейном участке AB (рис. 2) определяется работой, затраченной на измельчение $A_И$, компактирование $A_К$ и деформирование полидисперсного тела $A_Д$:

$$A_{НД} = A_И + A_К + A_Д.$$

Работа $A_{НД}$ численно равна площади фигуры DABC: S_{DABC}. Работу деформирования $A_Д$ приближенно можно оценить площадью трапеции DAKL: S_{DAKL}. Трапеция возникает при продолжении луча OA до пересечения в т. K с линией проекции точки B на ось F. Такая оценка работы деформирования компактированного тела не точна, т.к. угол наклона отрезка AK к оси δ не будет равен углу наклона отрезка OA к этой оси (жёсткость компактированного тела будет больше). С учетом отмеченного замечания, полная работа упругих сил при вдавливании индентора определится площадью треугольника OKL: S_{OKL}.

Разность $S_{DABC} - S_{DAKL}$ определит работу $A_И + A_К$, затраченную на измельчение минералов и компактирование продуктов измельчения.

Наличие работы сил трения на упругом и неупругом участках вдавливания, когда трение возникает между частицами одних и тех же минералов, но различной дисперсности, и при наличии одного и того же «третьего тела», позволяет надеяться на то, что по изменению работы $A_У$ можно делать прогноз о величине работы сил трения на неупругом участке вдавливания.

Полную работу A вдавливания индентора можно представить в виде

$$A = (A_У + A_Д) + A_И + A_К. \qquad (2)$$

Если величина слагаемого $A_К$ определяется силами внешнего трения, которые впервые вводятся в анализ процесса разрушения горной породы под торцом индентора при его вдавливании, то величину работы $A_И$ измельчения твердых компонент в присутствии жидкости определяет эффект Ребиндера, природа которого исследуется давно. Но, к сожалению, до сих пор не определён физический параметр жидкости, вызывающий снижение прочности минерала-диэлектрика.

На протяжении почти 90 лет сторонники школы академика А.П. Ребиндера связывают снижение прочности минералов-диэлектриков при нагружении их в присутствии жидкости с уменьшением величины γ_0 разрушаемого тела при физической избирательной адсорбции молекул жидкости на свежей поверхности в вершине трещины. До середины двадцатого века такое понимание механизма влияния жидкости на разрушение соответствовало передовому уровню науки. Ситуация изменилась с появлением работ Дж. Ирвина (1948 г.) и Е. Орована (1950 г.), которые ввели в механику разрушения понятие эффективной энергии разрушения $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_П$, где $\gamma_П$ – механические потери энергии. Совсем скоро величина $\gamma_{эфф}$ стала основной прочностной характеристикой разрушаемого тела [7].

У металлов за выполнение неравенства $\gamma_П >> \gamma_0$ ответственна пластическая деформация, развивающаяся в окрестности вершины растущей трещины (деформационные потери энергии) [8]. Так как величина потерь энергии $\gamma_П$ при разрушении минералов-диэлектриков, согласно [8], превосходит γ_0 этих тел более чем на порядок, то и для анализа разрушения образцов минералов формулу Гриффита (1) необходимо модифицировать, заменив в ней γ_0 на $\gamma_{эфф}$. Важной задачей в этом случае становится определение природы возникающих потерь энергии $\gamma_П$. Представители научной школы П.А. Ребиндера эту задачу, похоже, не видели.

Зависимость (1) не позволила дать ответы на многие вопросы, возникающие при разрушении минералов и горных пород [9]. Не был сформулирован ответ и на главный вопрос эффекта Ребиндера, касающийся природы избирательного действия растворов на прочность минералов, твёрдость горных пород, обеспечивающей минимальную величину $\boldsymbol{\sigma_р}$, $\boldsymbol{H}$ при данной концентрации данных ионов в растворе. Не было предложено даже соображений на этот счет [10].

Между тем ответ на эти вопросы был всегда рядом: одновременно с исследованием эффекта Ребиндера в ИФХ АН СССР под руководством чл.-корр. АН СССР Дерягина Б.В. с 30-40-х годов прошлого века проводились исследования электрофизических особенностей роста трещин нормального отрыва когезионного и адгезионного происхождения: эмиссии электронов высоких энергий со свежей поверхности, возникающей при разрушении (энергия электронов, плотность их потока), определение плотности электрических зарядов. Исследования электрокогезионных процессов, сопровождающих рост трещин отрыва в диэлектрических минералах («электризация при разрушении»), получили развитие в научных организациях многих городов Советского Союза: Иркутск, Кемерово, Москва, Новосибирск, Санкт-Петербург, Тамбов, Ташкент, Тбилиси, Томск и др. Результаты этих исследований находили широкое применение [11].

Явление «электризация при разрушении» было привлечено и для объяснения природы эффекта Ребиндера [12, 13, 14]: природа эффекта при разрушении

диэлектрических минералов связана с релаксацией свободных электрических зарядов, возникающих на ювенильных поверхностях при росте трещины нормального отрыва. Заряды ответственны за появление неравновесной компоненты прочности и временнóй её зависимости, которая при разрушении минералов в различных внешних условиях (вакууме, жидкостях) определяется не только временем действия нагрузки на минерал, но и величиной времени релаксации электрических зарядов в данных условиях.

Релаксационные токи, снижающие плотность зарядов и прочность диэлектрика, текут как через разрушаемый диэлектрик, так и через жидкость, проникающую к вершине трещины через её полость. Эффект Ребиндера – снижение прочности минералов в результате ускорения релаксации зарядов через электропроводящую жидкость, проникающую в полость растущей трещины нормального отрыва. Таким образом, изменение слагаемого $A_{\text{Н}}$ в (2) вызывается изменением электропроводности жидкости, в присутствии которой происходит вдавливание индентора.

Природа избирательного действия жидкости на прочность образцов диэлектрических минералов, твёрдость горных пород определяется видом напряженного состояния, при котором происходит испытание образцов в присутствии жидкости.

При двухосном растяжении образцов диэлектрических минералов природа избирательного действия жидкости, обеспечивающая минимальную прочность образцов при данной концентрации данных ионов в жидкости, связана исключительно с эффектом Ребиндера: определяется свойствами жидкости, которые обеспечивают не только максимальную скорость транспорта жидкости в вершину трещины отрыва (вязкость, поверхностное натяжение, величина краевого угла смачивания), но электропроводностью жидкости, ускоряющую снижение неравновесной компоненты прочности [14], способствуя релаксации зарядов исключительно через жидкость. Учитывая то, что вязкость водных растворов, например, резко возрастает при увеличении концентрации электролита, следует ожидать, что концентрация электролита, обеспечивающая максимальное разупрочнение образцов, будет небольшой.

Природа избирательного действия жидкости на развитие разрушения горной породы под торцом вдавливаемого в неё индентора иная, т.к. определяется механизмом сдвигового разрушения, возникающего при объёмном напряженном состоянии сжатия породы под индентором, в котором жидкость выступает катализатором сдвигового разрушения. Природа избирательного действия промывочных жидкостей на водной основе при данной концентрации растворенных в них ионогенных химических соединений, обеспечивающая максимальное снижение твердости и наибольший прирост механической скорости бурения, связана с оптимальным вкладом в разрушение породы под пятном контакта каждого из механизмов, обеспечивающих сдвиговое разрушение (повышение электропроводности жидкости для обеспечения тонкого измельчения компонент породы в области сжатия, снижение сил внешнего трения в ПМ и уменьшение сжимаемости жидкости для реализации сдвигового разрушения). При объёмном напряженном состоянии сжатия эффект Ребиндера является лишь одним из слагаемых, обеспечивающих сдвиговое разрушение.

Вклад эффекта Ребиндера в снижение энергетических затрат не будет существенный (а то и вовсе будет отсутствовать), когда разрушается горная порода, находящаяся на забое скважины. Это связано с тем, что, во-первых, горная порода здесь находится в состоянии естественной влажности. Это способствует росту тока релаксации электрических зарядов, появляющихся на противоположных сторонах трещины нормального отрыва, через твердую диэлектрическую компоненту, снижая чувствительность прочности к действию жидкости [13].

Во-вторых, фильтрат промывочной жидкости на водной основе всегда электропроводен. Электропроводность его формируется уже при подготовке раствора к выполнению им разнообразных функций в процессе бурения. Многие химические соединения, вводимые в раствор, являются ионогенными. Малые концентрации этих соединений в пресной воде вызовут значительный рост электропроводности возникающих растворов, но при большой их концентрации электропроводность растворов, а именно этот случай и реализуется в бурении скважин, уже не столь склонна к изменению своей величины при добавлении новых порций электролита, например, ионогенных «понизителей твердости». При вдавливании индентора в таких условиях уменьшить величину $A_{\text{Н}}$ будет невозможно.

Наблюдать эффект Ребиндера большой величины при измельчении можно только после искусственного изменения электрофизического состояния разрушаемых образцов предварительным удалением из них электролитических примесей: это уменьшит релаксационный ток, текущий через диэлектрик при его разрушении. При разрушении образцов в лабораторных условиях такая процедура достаточно легко реализуется. Но для бурения такая процедура – нонсенс.

Большая электропроводность промывочной жидкости на водной основе делает невозможным её дальнейший существенный рост введением ионогенных «понизителей твёрдости». В этом случае увеличение механической скорости бурения можно попытаться обеспечить снижением внешнего трения в разрушаемой горной породе, уменьшением сжимаемости фильтрата. Уменьшение компоненты $A_{\text{К}}$ в (2) обеспечит и снижение работы упругих сил, исчезновение компактированного образования перед торцом индентора.

Особенности распределения напряжений под пятном контакта при вдавливании индентора в горную породу (рис. 1) и возможность с помощью жидкости изменять величину внешнего трения в горной породе под пятном контакта позволяют организовать разрушение горной породы иначе. Учитывая то, что напряжения $\sigma_{\text{ср}}$ достигают максимальной величины в породе непосредственно под пятном контакта, где и напряжения τ также значительны, снижением внешнего трения можно добиться разрушения только поверхностного слоя горной породы при меньших осевых усилиях. В этом случае результирующий вектор сил, действующий от ядра сжатия на вмещающую ядро горную породу, будет располагаться все ближе к пятну контакта. Это обеспечит снижение объёма лунки V. Одновременно произойдёт ослабление процесса компактирования возникающего ПМ, следствием чего станет уменьшение толщины d «таблетки» и снижение работы упругого деформирования нового твердого, компактированного тела. Последнее означает, что и величина E будет снижаться.

Привычное понимание выкалывания горной породы при уменьшении внешнего трения в породе под пятном контакта трансформируется: индентор не скачком будет

погружаться в горную породу, как это происходит при вдавливании индентора в образец с большим внешним трением (в сухой образец, например) и достижении вдавливающей силой значения $F_{\text{в}}$ (рис. 2), а будет плавно и непрерывно углубляться в образец. Причём, разрушение поверхностного слоя образца породы в этом случае произойдет при меньших осевых усилиях, что следует трактовать как снижение H. Скорость углубления индентора будет определяться достигнутым снижением сил внешнего трения и величиной создаваемого контактного давления: уменьшение трения и рост контактного давления обеспечит увеличение скорости углубления.

Снижение внешнего трения в разрушаемой горной породе при бурении может произойти не только после искусственного внесения в промывочную жидкость химических соединений, способствующих снижению внешнего трения в породе под пятном контакта. Это может произойти и естественным путём: многостадийные реакции между компонентами, входящими в промывочную жидкость, и компонентами разрушаемых горных пород могут обеспечить появление соединений, снижающих внешнее трение. Полагаем, что это будет редким событием.

Первостепенной задачей для обеспечения роста механической скорости бурения искусственным путём является определение химического реагента, способного при добавлении его в промывочную жидкость данного химического состава обеспечить снижение внешнего трения в разрушаемой горной породе.

Выводы

Механизм влияния жидкости, в присутствии которой происходит нагружение образцов минералов и горных пород, на развитие разрушения определяется видом напряженного состояния, при котором происходит испытание. При двухосном растяжении образцов снижение их прочности обеспечивается током релаксации электрических зарядов, протекающем через электропроводящую жидкость, проникающую через полость растущей трещины нормального отрыва к её вершине (эффект Ребиндера). Максимальный эффект будет наблюдаться после удаления электролитических примесей из образцов и использовании для приготовления промывочной жидкости таких ионогенных соединений, которые обеспечивают максимальную скорость её транспорта в вершину трещины отрыва. Эффект Ребиндера будет уменьшаться вплоть до своего исчезновения при возрастании концентрации электролитических соединений в образцах.

При напряженном состоянии сжатия, возникающем под торцом вдавливаемого в горную породу индентора с плоским основанием, реализуется сдвиговое разрушение. Развитию его способствуют такие свойства промывочных жидкостей, как электропроводность, снижающая энергозатраты на измельчение компонент породы под торцом индентора, внешнее трение в ядре сжатия под пятном контакта, предотвращающее компактирование ПМ, обеспечивающее сохранение подвижности частиц ПМ, и возникновение дилатансии. Нельзя забывать и про уменьшение сжимаемости фильтрата промывочной жидкости, также стимулирующее сдвиговое разрушение при возникновении эффективных напряжений.

Для снижения твердости горных пород, роста механической скорости бурения в промывочную жидкость необходимо вводить химические соединения, обеспечивающие снижение внешнего трения в разрушаемой породе и сжимаемости фильтрата промывочной жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вдовиченко А.И. К вопросу об эффекте Ребиндера и действии поверхностно-активных веществ при алмазном бурении // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2011. – Вып. 14. – с. 134-140.

2. Щукин Е.Д. Влияние активной среды на механическую устойчивость и повреждаемость поверхности твердого тела // Вестник Московского университета. Сер. 2. – Химия. – М.: Московский университет, 2012. – т. 53. - №1. – с. 50-72.

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

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

5. Жорин В.А. Процессы в полимерах и низкомолекулярных веществах, сопровождающие пластическое течение под высоким давлением (Обзор) // Высокомолекулярные соединения. – М.: РАН, - 1994. – т. 36. - №4. – с. 559-579.

REFERENCES

1. Vdovichenko A.I. To the question of the Rebinder effect and the action of surfactants in diamond drilling // Rock cutting and Metalworking tools – equipment and technology of its manufacture and use: Collection of scientific. works – Kiev: ISM V. N. Bakool National Academy of Sciences of Ukraine, 2011. – Vol. 14. – p. 134-140.

2. Shchukin E.D. Influence of the active environment on the mechanical stability of povrezhdennosti a solid surface // Moscow University Herald. Ser. 2. Chemistry. – M.: Moscow University, 2012. – v. 53. - №1. – p. 50-72.

3. Ageles R.M. Destruction of rocks during drilling. – M.: Nedra, 1970. – 232 p.

4. Revnivcev V.I., Gaponov G.P., Zarogatskij L.P. et. al. - Elited Revnivtsev Selective destruction of minerals. – M.: Nedra, 1988. – 286 p.

5. Zhorin V.A. Processes in polymers and low-molecular substances accompanying plastic flow under high pressure (Review) // High molecular compounds. – M.: Russian Academy of Sciences, – 1994. – vol. 36. - №4. – p. 559-579.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Евсеев В.Д., Епихин А.В. Возможности снижения агрегатной твердости горных пород // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди ЭС Дриллинг», – 2012. – №3. – с. 24-29.
7. Седов Л.И. Механика сплошной среды. – М.: Наука, 1970. – т. 2. – 568 с.
8. Бартенев Г.М. Сверхпрочные и высокопрочные неорганические стекла. – М.: Стройиздат, 1974. – 240 с.
9. Евсеев В.Д. О возможности использования эффекта Ребиндера при бурении скважин. // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – т. 317. - №1. – с. 165-169.
10. Перцов Н.В. Механизм действия поверхностно-активных веществ при разрушении материалов. // Физ. - хим. механика и лиофильность дисперсных систем. – Вып. 18. – Киев: Наукова думка, 1986. – с. 5-11.
11. Евсеев В.Д., Яворович Л.В. Современное состояние проблемы оценки напряженного состояния горных пород по параметрам электромагнитной эмиссии // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: Материалы международной научно-техн. конф. «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства» / Ответственные редакторы Васильев Б.Д., Гончаров И.В.– Томск: Изд-во ТПУ, 2001. – с. 78-86.
12. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Известия высших учебных заведений. - сер. Физика. Томск: Национальный исследовательский Томский государственный университет, 1985. – №2. – с. 29-35.
13. Евсеев В.Д. Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта Ребиндера // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. – №2. – с. 52-57.
14. Евсеев В.Д. Временная зависимость прочности неорганических диэлектриков, механоэлектрические преобразования и эффект Ребиндера // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»,– 2012. – №2. – с. 43-47.

REFERENCES (ending)

6. Evseev V.D., Epihin A.V. The possibility of reducing aggregate hardness rocks // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", – 2012. – №3. – p. 24-29.
7. Sedov L.I. Mechanics of the continuous environment. – M.: Nauka, 1970. - v. 2. – 568 p.
8. Bartenev G.M. Superstrong and high-strength inorganic glass. – M.: Stroiizdat, 1974. – 240 p.
9. Evseev V.D. On the possibility of using the Rebinder effect during drilling // News of Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2010. – v. 317. - №1. – p. 165-169.
10. Pertsov N.V. The mechanism of action of surface-active agents in the destruction of materials // Fiz. - Khim. lifelost mechanics and disperse systems. – Vol. 18. – Kiev: Naukova Dumka, 1986. – pp. 5-11.
11. Evseev V.D., Yavorovich L.V. Modern condition of problems of estimation of stress state of rocks in the parameters of electromagnetic emission // Geological and mining education. Geology of oil and gas: Materials of international scientific-technical conference. "Mining and geological education in Siberia. 100 years at the service of science and industry" // Responsible editors Vasilyev B.D., Goncharov I.V. – Tomsk: TPU Publishing house, 2001. – p. 78-86.
12. Evseev V.D. Time dependence of the strength of inorganic dielectrics, mechanoelectrical conversion and the Rebinder effect // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2013. – №2. – p. 52-57.
13. Evseev V.D. The conductivity of the inorganic dielectric and liquid – based Rebinder effect // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2013. – №2. – p. 52-57.
14. Evseev V.D. The nature of the Rebinder effect in the fracture of neorganicheskikh and electromagazine phenomenon // Proceedings of higher educational institutions. - ser. Physics. - Tomsk: National research Tomsk state University, 1985. – №2. – p. 29-35.

УДК 622.241

Классификационный и вариантный геолого-технологические разрезы месторождения как основа проектирования конструкции поисково-разведочных скважин

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, профессор
А.С. Повалихин - доктор техн. наук

В методологическом отношении разработка конструкции поисково-разведочных скважин сводится к выделению технологически совместимых интервалов бурения и обоснованию рационального варианта конструкции, которая решается с применением экспертных методов и базируется на промыслово-геофизической информации по пробуренным скважинам-аналогам или близко расположенным площадям [1-3]. Эффективность такого подхода во многом определяется качеством исходной информации о горно-геологических и технологических условиях бурения, а также опытом лица, принимающего решения. Известны случаи, когда скважины, вследствие несоответствия их конструкции условиям бурения, не были доведены до проектных глубин, и подлежали ликвидации, или им изменяли задачи [2].

Необходимость в применении комплексного подхода к разработке конструкций глубоких поисково-оценочных и разведочных скважин обусловлена, прежде всего, информационной неопределенностью горно-геологических характеристик разреза, их высокой стоимостью, непропорциональной затратностью финансовых и материальных средств на работы по ликвидации возникших осложнений, и необходимостью исправления недостаточно обоснованных технико-технологических решений, приводящих к срыву ответственных задач поисково-разведочного бурения [2].

Комплексный подход к разработке конструкции глубоких и сверхглубоких поисково-оценочных и разведочных скважин базируется на вариантном рассмотрении возможностей, когда в таблицах исходных данных предусмотрены все наиболее важные случаи влияния технологических факторов на характер процессов, протекающих в приствольной зоне скважины [2, 3].

Исходная информация представляется в виде классификационных разрезов [4, 5]:

- сводного классификационного разреза (СКР) месторождения по свойствам горных пород, условиям их залегания в геологическом разрезе скважины, упорядоченный в рамках геологической структуры, нефтегазоносной площади, месторождения, либо региона по глубине и горизонтальному простиранию заданной геологической толщи, оцениваемых, главным образом, по результатам полевой и скважинной сейсморазведки (табл. 1) [4, 5];
- вариантного геолого-технологического классификационного разреза по показателям условий совместимости процессов бурения (ВГТКР), осреднённых для относительно однородной части геологической структуры, либо участка площади, позволяющие оперативно выявить на каротажной диаграмме в пределах выделяемого интервала тип горной породы её литологический состав и характер распределения по мощности интервала (табл. 2) [6, 8].

Оба классификационных разреза представляют необходимые для прогнозных расчётов данные об условиях технологического обеспечения каждого из возможных вариантов конструкции скважины [2, 3, 4, 6, 7].

Построение СКР изучаемого участка геологической толщи по показателям свойств горных пород и условиям их залегания производится работниками геологической и проектной служб бурового предприятия по материалам, используемым для подготовки задания на проектирование скважины (табл. 1). СКР уточняется и дополняется на каждой стадии разведки и разработки месторождения, включая проведение подготовительных работ к проектированию скважины на стадии сейсморазведки, на стадии поисково-разведочного бурения (после первой пробуренной скважины), а также при увязке рабочего проекта с фактическим геологическим разрезом уже в процессе бурения разведочной скважины [2-5].

На первой стадии источником информации являются установленные по данным сейсморазведки аналогичные геологические разрезы. При этом, приняв за основу модель разреза изучаемой геологической толщи, представленную в задании на проектирование, подбирают для неё известные аналоги, предусматривая, чтобы при совпадении наименований стратиграфических горизонтов, названия горных пород и глубины их залеганий имело место также ориентировочное совпадение значений интервальных скоростей V_P упругих продольных волн, полученных от служб сейсморазведки. При отсутствии значений V_P необходимо производить аналогичное сравнение всегда определяемых в сейсморазведке величин

скоростей $V_{ОГТ}$, оцениваемых по методу отраженной глубинной точки (ОГТ) [2-5].

При заполнении СКР на стадии сейсморазведки рассматриваемой площади в первую очередь производится запись в графу 6 интервальных V_P, либо $V_{ОГТ}$ выделенных по ОГТ. Остальные данные в табл. 1 заполняются на основании типовых разрезов-аналогов, отмеченных в задании на проектирование [2, 4, 5].

При оперативном уточнении геологического разреза разведочной скважины с помощью методов скважинкой сейсморазведки необходимо привлекать к сопоставлению, кроме значений V_P, также и величины скоростей V_S упругих поперечных волн и показатели степени трещиноватости разреза (табл. 4).

На второй стадии происходит пополнение фактических данных за счёт изучения керна, шлама, результатов вертикального сейсмического профилирования (ВСП), геофизических промысловых исследований скважин (ГИС). Это же относится и к случаю корректировки рабочего проекта [2, 4, 6].

Для заполнения СКР в полном виде (на второй стадии разработки месторождения) необходимо, кроме разделения разреза по стратиграфии разделить его по литологии на так называемые выделяемые интервалы, в каждом из которых представлена либо однородная порода, либо пачка чередующихся пластов пород, в которой хотя бы одна из них повторяется (табл. 3). [2, 4, 5].

В первой графе СКР указывается название стратиграфического подразделения сводного геологического разреза путем сокращения названия, либо обозначения его символическими индексами [4, 5].

Во второй графе табл. 1 записываются значения глубин кровли и подошвы выделяемого интервала. В графе 3 внутри каждого из выделяемых интервалов указываются построчно названия всех принадлежащих ему горных пород с указанием в скобках напротив каждой из них цифрового шифра ориентировочного участка территории месторождения, на котором распространена указанная горная порода в рамках рассматриваемого стратиграфического подразделения.

В графу 4 напротив названия горной породы заносят соответствующий этой породе набор значений характеристик стандартного каротажа. Запись представляется здесь в виде сокращённого набора, например, КС, ПС, $К_к$. Кажущееся сопротивление (КС) даётся в омметрах, значение потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) приводится в долях:

$$\Delta ПС = \frac{ПС_П - ПС}{ПС_П - ПС_Г},$$

где $ПС$ – показатель ПС для данной породы;
$ПС_Г$ – значение ПС на этой же каротажной диаграмме для мощных пластов чистой глины;
$ПС_П$ – значение ПС для чистого песчаника.

Значение коэффициента $К_к$ кавернозности даётся в виде отношения квадрата диаметра каверны к квадрату диаметра долота.

Если стандартными для данного региона являются, например, диаграммы нейтронного гамма-каротажа (НТК) и гамма-каротажа (ГК), то применяемая запись будет выглядеть: НТК 0,40 ГК 0,80 КК 1,40, где для $J_{НГК}$ дано значение:

$$J_{НГК} = \frac{J - J^{\min}}{J^{\max} - J^{\min}}$$

где J – значение НГК на каротажной диаграмме напротив данной породы;
$J^{\min}$, $J^{\max}$ – минимальное и максимальное значение НГК на каротажной диаграмме соответственно.

Запись для ГК в графе 4 формируется аналогичным образом. Если к стандартному комплексу привлекается акустический каротаж (АК), то к указанной выше записи прибавляется значение АТ – величина интервального времени в мкс пробега продольных упругих волн в данной породе, определяемая по диаграмме АК.

Графа 5 заполняется так, что напротив каждого названия породы (в графе 3) здесь ставится ориентировочное процентное её содержание в выделяемом интервале.

Графы 6 и 7 заполняются по данным ВСП, проведенного в скважинах на том же участке геологической структуры. Если величины V_S на данной площади не определяются, то в графу 7 (в скобках) заносятся значения коэффициента Пуассона, приближенно оцениваемые с помощью таблицы 4. Если по данным ОГТ на первой стадии работ величины интервальных скоростей V_P не определяются, то, в виде исключения, в графе 6 (в скобках) указывается всегда определяемые значения $V_{ОГТ}$.

В таблице 4 представлены значения динамического коэффициента μ Пуассона, приведённые на основании акустических данных. Величину μ можно определять по данным ВСП [3-5]:

$$\mu = 0{,}5 \cdot \frac{V_P^2 - 2 \cdot V_S^2}{V_P^2 - V_S^2}$$

где V_S и V_P – скорость поперечной и продольной волны в пласте соответственно, м/с.

Заполнение графы 8 производится с помощью табл. 4, как по данным описания горных пород, так и на основании данных поляризационного метода вертикального сейсмического профилирования (ПМ ВСП).

В графу 9 заносятся значения плотности $\gamma_п$ горной породы, устанавливаемые по данным гамма-гаммакаротажа (ГГК) или путём расчёта для каждого выделяемого интервала на базе использования значений V_P.

Графы 10 и 11 заполняются по данным, приводимым в задании на проектирование.

Таким образом, СКР геологической толщи в табличном виде представляет исходные данные для обеспечения необходимых расчетов прогнозных показателей процессов бурения [4, 5].

Вариантный геолого-технологический классификационный разрез (ВГТКР) является информационной основой для оценки интервалов геологического разреза скважины по условиям технологической совместимости процессов бурения [2, 4, 6]. Построение такого разреза показано на примере скважины №40-Дмитровская (табл. 2).

Он состоит из геологической (графы 1-8) и технологической (графы 9-12) частей. Данные для граф 1-6 по геологической части берут из таблицы 4 для горных пород того участка геологической толщи, на котором располагается точка заложения проектируемой скважины. Ввиду обычно недостаточной изученности геологического разреза разведочной скважины он представляется в таблице 2 в вариантом виде, когда в графы 2 и 3 вводится чередование как наиболее вероятных, так и альтернативных им интервалов залегания горных пород с перечнем, отвечающих им характеристик в других графах [2, 4, 6].

Значения градиента $\gamma_{ГС}$ геостатического давления в графе 7 устанавливается из табл. 1 по данным граф 2, 5 и 9 (СКР) с помощью выражения:

Таблица 1. Сводный классификационный разрез (СКР) геологической толщи на стадии поискового и разведочного бурения.

Стратиграфическое подразделение	Выделяемые интервалы глубин геологического разреза типовой скважины на данной площади	Перечень названий пород в выделяемом интервале с указанием (в скобках) области их распространения (цифры – шифр территорий)	Ориентировочные значения геофизических параметров для каждой горной породы (для интерпретации прилагаемой диаграммы стандартного каротажа) – геофизическое отражение горных пород	Ориентировочное содержание породы в выделяемом интервале, %	Интервальная скорость продольных волн V_P, или в скобках $V_{ОГТ}$, м/с	Интервальная скорость поперечно упругих волн V_S, м/с, или (в скобках) значение коэффициента Пуассона, μ	Показатель сплошности породы, C_P – категория нормированная величина задержки расщепленных сейсмических волн τ_p, мс/м	Плотность горных пород $\gamma_п$, г/см^3	Температура горных пород по стволу, t°	Угол падения пластов β, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сармат	0-864	глина (25,28,18) мергель (25,28,18)	КС2,2 ПС1,0 Кк1,0 КС5,0 ПС1,0 Кк1,0	95 5	2200 3000	(0,50) (0,14)	0,00	2,31 2,35	69	2-3
	0-864	глина (21) мергель	КС2,0 ПС1,0 Кк1,0 КС4,5 ПС1,0 Кк1,0	80 20	2500 3200	(0,50) (0,14)	0,00	2,31 2,35	69	2-3
Караган	600-1260	глина (15,28,18) песчаник (25,28,18) мергель (25,28,18)	КС2,3 ПС1,0 Кк1,0 КС1,0 ПС1,0 Кк0,95 КС5,0 ПС1,0 Кк1,0	60 35 5	2500 3600 3600	(0,50) (0,10) (0,14)	0,00	2,32 2,35 2,35	84	0-5
	1600-2000	глина (21) песчаник (21) мергель (21)	КС2,4 ПС1,0 Кк1,1 КС1,3 ПС0,1 Кк0,95 КС4,6 ПС1,0 Кк1,0	50 10	3600 3600	(0,45) (0,10) (0,14)	0,00	2,32 2,35 2,35	90	0-5
Чокрак + Тархан	1000-2226 1000-2226 1000-225	глина (15,28,18) песчаник (25,28,18) мергель (21)	КС3,9 ПС1,0 Кк1,05 КС1,6 ПС0,5 Кк0,95 КС6,6 ПС1,0 Кк1,0	60 30 10	2300 4400 3606	(0,36) (0,08) (0,30)	0,00	2,31 2,50 2,35	108	0-5
Чокрак	2000-3000 2000-3000 2000-3000	глина (21) песчаник (21) мергель (21)	КС3,5 ПС1,0 Кк1,1 КС1,5 ПС0,4 Кк0,95 КС6,4 ПС1,0 Кк1,0	65 20 15	2300 4400 3600	(0,36) (0,08) (0,30)	0,00 0,02 0,02	2,31 2,50 2,35	117	0-5

Таблица 1 (окончание). Сводный классификационный разрез (СКР) геологической толщи на стадии поискового и разведочного бурения.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Верхний майкоп	2100-2705 2705-2810 2810-3150 2100-3150 2100-3150 3000-3600 3000-3600 3000-3600	глина (15,28,18) то же то же алевролит (25,28,18) мергель (25,28,18) глина (21) алевролит (21) мергель (21)	КС1,6 ПС1,0 Кк1,1 КС2,0 ПС1,0 Кк1,7 КС2,0 ПС1,0 Кк1,3 КС2,3 ПС1,0 Кк0,95 КС6,9 ПС1,0 Кк1,0 КС2,0 ПС1,0 Кк1,0 КС2,5 ПС1,0 Кк1,0 КС7,0 ПС1,0 Кк1,0	30 10 30 15 15 65 25 10	2500 2500 2500 3900 3900 2500 3900 3900	(0,40) (0,40) (0,40) (0,20) (0,30) (0,40) (0,20) (0,30)	0,00	2,31 2,45 2,38 2,31 2,45 2,38	117 140 145 147 150	0-5 0-5
Нижний майкоп	3070-3700 3070-3700 3070-3700 3070-3700	глина (25,23,18) алевролит (25,28,18) мергель (25,28,18) песчаник (25,28,18)	КС2,4 ПС1,0 Кк1,3 КС7,5 ПС0,7 Кк1,1 КС3,0 ПС1,0 Кк1,2 КС4,0 ПС1,0 Кк1,0	50 25 15 10	 4500 3900 3900	(0,35) (0,20) (0,30) (0,15)	0,00 0,04	2,36 2,55 2,38 2,45		
	3600-3850 3600-3850 3600-3850	глина (21) алевролит (21) мергель (21)	КС2,5 ПС1,0 Кк1,3 КС7,5 ПС0,7 Кк1,1 КС3,0 ПС1,0 Кк1,2	40 40 20	2800 4500 3900	(0,35) (0,20) (0,30)	0,00 0,04	2,36 2,55 2,38		
Форамени-феровые	3385-3800	мергель (21)	КС17 ПС0,8 Кк1,5	100	3900	(0,30)		2,38		
	3850-3950 3950-3850	мергель (21) глина (21)	КС15 ПС0,7 Кк1,1 КС2,8 ПС1,0 Кк1,4	70 30	3900 3000	(0,30) (0,30)		2,38 2,36		
Верхний мел	3500-4150	известняк (везде)	КС80 ПС0,7 Кк1,0	100	500		0,05	2,57		
Нижний мел	3834-4300 3834-4300 3834-4300	глина (везде) мергель (везде) песчаник (везде)	КС10 ПС1,0 Кк2,1 КС50 ПС1,0 Кк1,0 КС5,0 ПС0,6 Кк 1,1	35 35 30	3500 3900 3950	(0,30) (0,28) (0,16)	0,02 0,05	2,36 2,38 2,45		
Верхняя юра	40-75-4550 4075-4550	доломиты (везде) известняк (везде)	КС150 ПС0,2 Кк1,0 КС20 ПС0,1 Кк1,0	70 30	6600 5000	(0,25) (0,25)	0,05	2,60 2,57		
Средняя юра	4177-4600	доломиты (везде)	КС150 ПС0,3 Кк1,0	100	6600	(0,25)		2,60		

Таблица 2. Вариантный геолого-технологический классификационный разрез проектируемой скважины №40 Дмитровская ОАО «Роснефть-Дагнефть» по показателям условий совместимости процессов бурения.

Страти-графическое подраз-деление	Выделяемые интервалы глубин геологи-ческого разреза типовой скважины на данной площади	Перечень названий пород в выделяемом интервале	Данные полевой и скважинной сейсморазведки			ИГрадиенты давлений для нетронутого массива		Градиенты предельных давлений для граничного слоя приствольной зоны скважины на контакте с буровым раствором			
			Скорость упругих продольных волн (или значения $V_{ОГТ}$, м/с в скобках), V_P, м/с	Скорость упругих поперечных волн (или значения коэффициента Пуассона в скобках), V_S, м/с	Сплошность горной породы C_P – категория	Геоста-тического $\gamma_{ГС}$, МПа/100 м	порового (пластового) γ, МПа/100 м	при проявлении пластового флюида $\gamma_{ПРЯ}$, МПа/100 м	Устойчи-вости ствола $\gamma_{УСТ}$, МПа/100 м	Поглоще-ния бурового раствора $\gamma_{ПГЛ}$, МПа/100 м	гидро-разрыва $\gamma_{ГР}$, МПа/100 м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сармат	0-540 540-690 690-840 0-840	глина глина глина мергель		(0,50) (0,50) (0,50)	4 4 4 2,5	2,31	1,80 2,20 1,80 1,10	- - - -	1,10 1,10 1,10 1,10	- - - -	2,30 2,50 2,35 1,75
Караган	-840-950 950-1045 1045-1260 864-1260	глина глина глина песчаник мергель	3600	(0,45) (0,45) (0,45) (0,14)	4 4 4 2,5	2,32	2,30 1,70 2,00 1,16	- - - -	1,00 1,10 1,16 -	- - - 1,22	2,50 2,20 2,30 1,92
Чокрак + Тархан	1260-1880 1880-2226 1260-226	глина мергель песчаник мергель	2300 2300 4400	(0,40) (0,36) (0,08)	4 4 2,5	2,34	2,00 1,10 1,16	- - -	1,16 1,10	- - 1,22	2,30 1,92
Верхний майкоп	2226-2240 2240-2820 2820-3070 226-3070	глина глина глина алевролит мергель	2500 2500 2500 3900	(0,40) (0,40) (0,40) (0,20)	4 4 4 2,5	2,34	2,30 1,94 1,89 1,90	- - - 2,02	1,8 1,52 1,59	- - - 2,04	2,50 2,40 2,39 2,43

Таблица 2 (окончание). Вариантный геолого-технологический классификационный разрез проектируемой скважины №40 Дмитровская ОАО «Роснефть-Дагнефть» по показателям условий совместимости процессов бурения.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нижний майкоп	3070-3360 3360-3385 3070-3385	глина глина алевролит	2800 2800	(0,35) (0,35)	3,5 3,5 1,0	2,37	1,95 1,76 1,90	- - -	1,67 1,56	- - 2,05	2,19 2,19 2,23
Форамини-феровые слои	3385-3500	мергель	3500	(0,35)	2,5	2,37	1,28	1,32	-	1,48	1,80
Верхний мел	3500-3650 3650-3834	известняк известняк	4500 4500	(0,25) (0,25)	2 1	2,39	1,26 1,26	- -	- -	1,33 1,28	1,86 1,86
Нижний мел	3834-3915 3915-4075 3384-4075 3915	глина глина глина алевролит	3500 3500 4000	(0,30) (0,30) (0,20)	3,5 3,5 2	2,38	1,21 1,26 1,22	- - -	1,10 1,30	- - 1,25	1,81 1,81 1,81
Верхняя юра	4075-4400	известняк доломит	5000	(0,25)	-	2,41	1,12	1,12	-	1,20	1,65
Средняя юра	4400-4450	доломит	5500	(0,25)	-	2,43	1,15	1,15	-	1,21	1,92

Таблица 3. Таблица классификационного соответствия показателя сплошности горных пород их литолого-геофизической характеристике.

Описание горных пород и характера их нарушений	Нормированная величина задержки расщепленных сейсмических волн	Характер фильтрации	Показатель сплошности
Тектонические нарушения в твёрдых горных породах	Оценивается с помощью способа выделения дифрагированных объектов по данным ВСП либо ОГТ	Катастрофические поглощения раствора	0
Трещинно-кавернозные горные породы	0,006	Сильные поглощения раствора	0-1
Твёрдые горные породы с системами раскрытых трещин	0,002-0,006	Поглощения раствора	1
Песчаники	0-0,002	Поглощения фильтрата при репрессии на пласт	1-2
Твёрдые горные породы с системами закрытых трещин		Поглощения фильтрата при репрессии на пласт	2
Песчаники с глинистым цементом		Поглощение фильтрата с набухающим цементом	2-3
Сланцы		Слабое поглощение фильтрата	3
Аргиллиты		Локальное поглощение фильтрата в контактной зоне	3-4
Влажные глины		Отсутствие фильтрации	4

Таблица 4. Прогнозные значения коэффициента Пуассона для различных горных пород.

Характеристика породы	Коэффициент Пуассона
Влажная глина	0,50
Сухая глина	0,17
Конгломерат	0,20
Доломит	0,21
Известняк тонкозернистый	0,28
Известняк среднезернистый	0,31
Известняк пористый	0,20
Известняк сталолитовый	0,27
Известняк сланцеватый	0,17
Известняк слоистый	0,17
Песчаник крупнозернистый	0,05
Песчаник хорошо сцементированный крупнозернистый	0,10
Песчаник мелкозернистый	0,03
Песчаник микрозернистый	0,04
Песчаник среднезернистый	0,08
Песчаник глинистый, плохо отсортированный	0,24
Глинистый сланец известковистый (50%)	0,14
Глинистый сланец доломитозированный	0,28
Глинистый сланец окремнелый	0,12
Глинистый сланец песчанистый (< 70% песка)	0,12
Глинистый сланец углистый	0,25
Шиферный сланец	0,13
Туфовое стекло	0,34

Таблица 5. Типовые информационные массивы.

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания	Градиенты порового (пластового) давления, МПа/100 м	Тип породы, ответственной за осложнение при бурении	Типы осложнений и вызывающие их отклонений градиентов давления бурового раствора от градиента порового (пластового) давления (± Δγ)				Перечень предназначенных для сопоставления с данными граф 3-8 показателей, определяемых методами:		
				водо(в)-нефте(н)-газо(г) проявление	нарушение устойчивости стенок, МПа/100 м	поглощение бурового раствора, МПа/100м	гидроразрыв, МПа/100 м	сейсморазведки	вертикального сейсмического профилирования (ВСП)	промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Типовой разрез месторождений Терское (ищ-Ищерское)										
Мэотис + В.Сармат	50-300 300-750 750-2210	1,0 1,1 1,2	песчаник песчаник глина	- - -	- - +0,06	- - -	+0,64 +0,64 -	Пластовая скорость продольных волн V_p, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$	Пластовая скорость продольных волн V_p, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$, пластовая скорость поперечных волн V_c, расчетное значение коэффициента Пуассона μ; данные о зонах трещиноватости	интервальное время пробега продольных волн ΔT, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$
Сармат Карачан	2210-2380 2380-2650	1,2 1,05 1,05	мергель песчаник глина	- - -	- - +0,21	- +0,35 - +0,35	+0,73 - - -			
Чокрак+ Тархан	2650-3000 2900-3000 2700-2950	1,05 1,05 1,9 1,0	песчаник глина глина песчаник (ищ)	- - - +0,26	- +0,21 +0,08 -	+0,35 - - -	- - - -			
В.Майкоп	3000-5000 2950-3620	2,0 2,0 1,65 1,65 1,65	глина песчаник глина (ищ) песчаник (ищ) песчаник (ищ)	- 0,08 - 0,05 -	+0,08 - +0,05 - -	- - - - +0,15	- +0,24 - +0,53 +0,53			
Н.Майкоп	5000-5800 3620-4280	1,95 1,95 1,65 1,65	глина алевролит глина (ищ) песчаник (ищ)	- +0,08 - +0,07	+0,08 - +0,07 -	- +0,19 - +0,17	- +0,29 - +0,63			
Форамини-феровые	5800-5900 4280-4360	1,7 1,4	мергель мергель (ищ)	+0,07 +0,06	- -	+0,12 +0,10	- -			
Верхний Мел	5900-6170 4360-4640	1,7 1,4	известняк известняк (ищ)	+0,07 +0,06	- -	+0,12 +0,10	- -			
Нижний мел	6170	1,7	глины	-	+0,07	-	-			
Альб+Апт	4640-5160	1,4	мергели (ищ)	-	+0,06	-	-			
Баррем + Готерив	5160-5400	1,4	алевролит (ищ)	+0,06	-	+0,10	-			
Валанжин	5400-5670	1,6	песчаник (ищ)	+0,06	-	+0,11	-			
Верхняя юра	5670	1,6	известняк (ищ)	+0,06	-	+0,11	-			

Таблица 5 (окончаие). Типовые информационные массивы.

Стратиграфические подразделения	Глубина залегания	Градиенты порового (пластового) давления, МПа/100 м	Тип породы, ответственной за осложнение при бурении	Типы осложнений и вызывающие их отклонений градиентов давления бурового раствора от градиента порового (пластового) давления (± Δγ)				Перечень предназначенных для сопоставления с данными граф 3-8 показателей, определяемых методами:		
				водо(в)-нефте(н)-газо(г) проявление	нарушение устойчивости стенок, МПа/100 м	поглощение бурового раствора, МПа/100м	гидроразрыв, МПа/100 м	сейсморазведки	вертикального сейсмического профилирования (ВСП)	промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Типовой разрез месторождения Дмитровское										
Сармат	104-540 540-690 690-840	1,8 2,2 1,8	глина глина глина	- - -	-0,70 -1,10 -0,70	- - -	- - -	Пластовая скорость продольных волн V_p, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$	Пластовая скорость продольных волн V_p, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$, пластовая скорость поперечных волн V_c, расчетное значение коэффициента Пуассона μ; данные о зонах трещиноватости	Интервальное время пробега продольных волн ΔT, расчетные значения γ и $\gamma_{гр}$
Караган	870 950-1045 1245 864-1260	2,3 1,7 2,0 1,16	глина глина глина песчаники	- - - -	-1,30 -0,60 -0,84 -	- - - -	- - - +0,76			
Чокрак	1275 1880-2185 1260-2226	2,0 1,1 1,16	глина глина песчаники, мергели	- - -	-0,84 - -	- - -	- - +0,76			
Верхний Майкоп	2240 2445 2820 2226-3070	2,3 1,94 1,89 1,9	глина глина глина алевролиты	- - - +0,12	-0,50 -0,42 -0,30 -	- - - +0,14	- - - +0,53			
Нижний майкоп	3030 3360 3070 3231	1,95 1,76 1,9 1,9	Глина Глина Алевролит Алевролит	- - - -	-0,28 -0,20- - -	- - +0,15 +0,16	- - +0,33 +0,33			
Фораминифе-ровые слои	3385 3428 3421	1,34 1,5 1,5	Глина Мергель Мергель	- - +0,05	-0,19 - -	- +0,20 -	- +0,51 +0,51			
Верхний мел	3530 3650	1,26 1,26	Известняк Известняк	- -	- -	+0,07 +0,02	+0,60 +0,60			
Нижний мел	3915 3947 3834...4075	1,21 1,22 1,26	Глина Алевролит Глина	- - -	-0,11 - +0,09	- +0,03 -	- - -			
Верхняя юра	4075...4175	1,12	Известняк	-	-	-	+0,53			

$$\gamma_{ГС} = \frac{\gamma_1 \cdot l_1 + \gamma_2 \cdot l_2 + \ldots + \gamma_n \cdot l_n}{l_1 + l_2 + \ldots + l_n} \text{ [Па/м]}$$

γ_n – усреднённый удельный вес горных пород n-го интервала, Н/м^3;
l_n – мощность n-го интервала, м.

$$\gamma_n = \left(\frac{m_1}{100} \cdot q_1 + \frac{m_2}{100} \cdot q_2 + \cdots + \frac{m_i}{100} \cdot q_i \right) / l_n \text{ [Н/м}^3\text{]}$$

где m_i и q_i – процентное содержание и удельный вес i–ых горных пород в каждом из n–ых интервалов соответственно.

Графа 8 заполняется с помощью разработанного нами экспресс-метода по данным граф 6 и 9 из табл. 1 СКР [2, 4, 5] и графы 7 из табл. 2 ВГТКР [6].

Основой для составления исходного типового комплекса данных технологической части ВГТКР служат типовые информационные массивы вариантных региональных данных, пример построения которых для некоторых месторождений Терское-Ищерское Терско-Сунженского нефтегазоносного района и Дмитровское Дмитровского блока Дагестанского клина приведены в табл. 5 [4, 6, 7, 8].

Выводы

1. Сформулированы признаки идентификации горно-геологических условий, включающие градиент пластового давления, показатель сплошности горных пород для характеристики фильтрационных процессов; литологический тип горной породы, градиент порового давления и скорость упругих продольных волн для характеристики устойчивости горных пород; градиент порового (пластового) давления и скорость упругих продольных волн для характеристики склонности горных пород к гидроразрыву.

2. Разработан системный подход к поиску и обработке исходной информации в виде модульного алгоритма, и основанный на взаимоувязке результатов разведочной сейсмики, промысловой геофизики, скважинных и лабораторных исследований.

3. Разработана методика формирования типовых информационных массивов региональных данных, предназначенных для прогнозирования и управления показателями технологических процессов бурения при проектном обосновании конструкций скважин.

4. Разработана методика классификации геологического разреза по условиям совместимости бурения его различных интервалов, и продемонстрирован приём построения сводного классификационного разреза на примере месторождений Терско-Сунженского нефтегазоносного района и Дмитовского блока Дагестанского клина в виде таблицы исходных данных для обеспечения необходимых расчётов при проектировании показателей бурения и конструкций скважин глубокого и сверхглубокого назначения в сложных горно-геологических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. – М.: Миннефтепром, 1973. – 10 с.
2. Близнюков В.Ю. Геолого-технологические условия проектного и оперативного выбора рациональных конструкций глубоких скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство нефтяное хозяйство», 1995. №10. – с. 18-22.
3. Близнюков В.Ю. Информационное обеспечение методики проектного и оперативного выбора рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство нефтяное хозяйство», 1997. №2. – с. 10-13.
4. Близнюков В.Ю. Методика построения классификационного разреза типового месторождения региона для проектного и оперативного выбора конструкций скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - №2. – с. 61-69.
5. Близнюков В.Ю. Построение сводного классификационного разреза геологической толщи при проектировании рациональной конструкции скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - №4. – с. 5-9.

REFERENCES

1. Guidelines for the choice of designs of oil and gas wells, designed for the drilling of exploration and production areas. – M.: Ministry Of Petroleum Industry, 1973. – 10 p.
2. Bliznyukov V.Yu. Geological and technological conditions of the design and operational choice of rational constructions of deep wells // Oil Industry. – M.: JSC “Publishing House “NEFTYANOE KHOZYAYSTVO” (Oil Industry)", 1995. №10. – p. 18-22.
3. Bliznyukov V Yu. Information support for the design and operational methodology of a choice of rational structures in deep and ultradeep wells // Oil Industry. – M.: JSC “Publishing House “NEFTYANOE KHOZYAYSTVO” (Oil Industry), 1997. - №2. – p. 10-13.
4. Bliznyukov V.Yu. Method of constructing a classification model breakdown fields in the region to design and select designs of wells // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. - №2. – p. 61-69.
5. Bliznyukov V.Yu. To construct a composite classification of the section of geological strata in the design of a well rational design // Construction of oil and gas wells on land and sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. - №4. – p. 5-9.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Близнюков В.Ю. Построение вариантного геолого-технологического классификационного разреза проектируемой скважины по показателям условий технологической совместимости процессов бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - №5. – с. 10-14.

7. Близнюков В.Ю. Разработка типовых массивов региональных данных по оценке условий выбора конструкций скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - №2. – с. 18-22.

8. Близнюков В.Ю., Повалихин А.С. Классификация геологического разреза по условиям бурения его интервалов при проектировании рациональной конструкции поисково-разведочных скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – №4. – с. 17-25.

REFERENCES (ending)

6. Bliznyukov V.Yu. Construction contingency geotechnical classification breakdown of the projected wells in terms of technological compatibility with the drilling process // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. - №5. – p. 10-14.

7. Bliznyukov V.Yu. Development of standard regional data arrays on the assessment of conditions for the selection of wells design // Construction of oil and gas wells on land and sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. - №5. – p. 18-22.

8. Bliznyuki V.Yu., Povalikhin A.S. Classification of the geological section according to the drilling conditions of its intervals in the design of rational design of exploration wells at the fields with complex geological conditions // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2016. – №4. - p. 17-25.

УДК 622.24.085.2

Методика расчета различных типов энергосберегающего профиля скважины

А.П. Назаров – канд. техн. наук, доцент
(МГРИ – РГГРУ)

Одной из основных тенденций повышения эффективности нефтегазовой отрасли является разработка углеводородов на шельфе морей горизонтальными скважинами с большим отклонением забоя от устья. С увеличением длины скважины возникает ряд существенных проблем, связанных с работой колонны бурильных труб и насосного оборудования в криволинейных участках ствола [2]:

- повышение нагрузки при подъеме колонны бурильных труб из скважины;
- доведение осевой нагрузки на долото;
- большие затраты мощности на вращение бурильной колонны при роторном бурении;
- значительные силы трения и осложнения при спуске обсадных колонн;
- опасность желобообразования при спуско-подъёмных операциях.

Уменьшение сил сопротивления можно достичь нахождением таких форм профиля, при которых сила трения колонны бурильных труб со стенкой скважины, как в процессе бурения, так и при спускоподъемных операциях была бы минимальна.

В 1984 году американский инженер Эдвард Андрес предложил профиль, позволяющий снизить величину сил трения при работе бурильной колонны в наклонно-направленной скважине. Он предложил выполнить профиль наклонно направленной скважины в виде цепной линии [3].

Параметры цепной линии в декартовых координатах XOY для произвольной точки $(x; y)$ описывается следующими гиперболическими функциями [4]:

- уравнение цепной линии:

$$y = kch\frac{x}{k}, \quad (1)$$

- длина дуги от вершины:

$$s = ksh\frac{x}{k} = \sqrt{y^2 - x^2}, \quad (2)$$

- радиус кривизны:

$$R = kch^2\frac{x}{k} = \frac{y^2}{k}, \quad (3)$$

- первая производная:

$$y' = sh\frac{x}{k} \quad (4)$$

- из свойств первой производной зенитный угол:

$$\alpha = \pi/2 - arctg\left[sh\left(\frac{y}{k}\right)\right], \quad (5)$$

где k – коэффициент пропорциональности цепной линии.

Развитием и продолжением теории проектирования энергосберегающего профиля занимались отечественные ученые (Барский И.Л., Калинин А.Г., Оганов Г.С., Повалихин А.С., Прохоренко В.В., Сароян А.Е., Ширин-Заде С.А. и др.).

В данной работе рассмотрены 3 типа направляющей части энергосберегающего профиля горизонтальных скважин:

- профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$;
- профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $70° < \alpha < 90°$;
- трёхинтервальный профиль, состоящий из вертикального участка, криволинейного участка постоянной кривизны и интервала в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$.

Для проектирования профилей использована стандартная методика, которая основана на проекции элементов профиля на две взаимно перпендикулярные оси [1]. Параметры профиля могут быть найдены из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} \sum h_i = H \\ \sum a_i = A \end{cases} \quad (6)$$

где h_i , a_i – вертикальная и горизонтальная проекции i-го участка профиля соответственно, м;
H и A – проектная глубина и смещение ствола соответственно, м.

Методика решение данной системы уравнений, включающей трансцендентное уравнение 1, предусматривает численный метод приближенных вычислений.

1. Профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$ (рис. 1). Этот тип профиля может быть реализован буровой установкой с наклонным ставом, т.к. начальный зенитный угол не равен 0.

Исходными данными для расчета являются:

- величина отклонения забоя от вертикали A;
- проекция профиля на вертикаль H;
- конечный зенитный угол $\alpha_1 = 90°$;

Расчетными параметрами являются:

- k – коэффициент пропорциональности цепной линии;
- L – длина ствола скважины;
- α_0 – начальный зенитный угол;
- R - текущая величина радиуса кривизны ствола скважины.

Для расчета профиля скважины перенесем начало прямоугольной системы координат на устье скважины, направив ось X' по горизонтали в сторону смещения забоя, а ось Z вертикально вниз. Координаты оси скважины в новой системе координат:

$$\begin{cases} x' = A - x \\ z = H + k - y \end{cases} \text{ соответственно } \begin{cases} x = A - x' \\ y = H + k - z \end{cases} \quad (7)$$

Для определения коэффициента k используется уравнение (1) относительно k для значений: $y = H + k$, $x = A$

$$k = \frac{y}{ch\left(\frac{x}{k}\right)} = \frac{H + k}{ch\left(\frac{A}{k}\right)} \quad (8)$$

Нахождение величины k производится методом дихотомии.

Длина ствола скважины:

$$L = k\ sh\frac{A}{k}, \quad (9)$$

Величина начального зенитного угла:

$$\alpha = 90 - arctg\left[sh\left(\frac{A}{k}\right)\right], \quad (10)$$

Текущий радиус кривизны:

$$R = \frac{(H + k - z)^2}{k}, \quad (11)$$

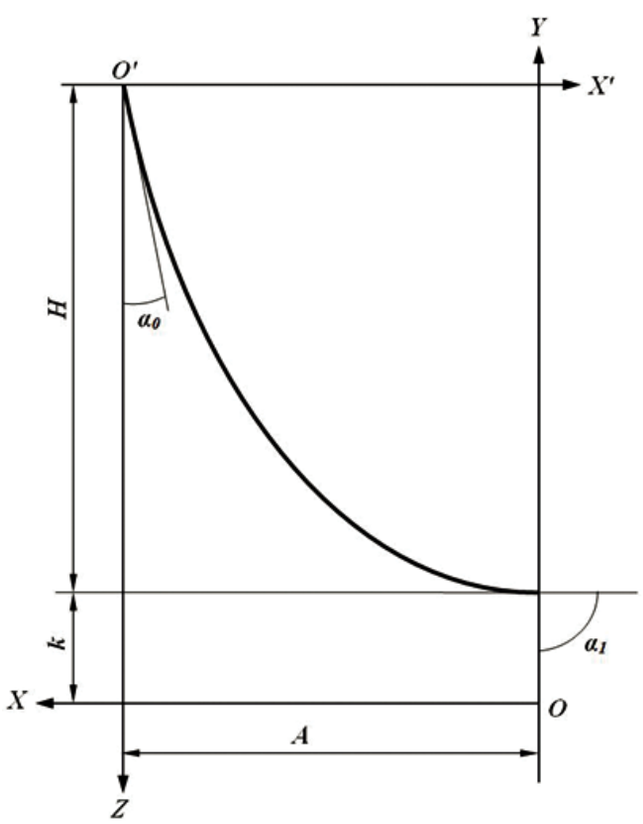


Рис. 1. Профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$.

Расчеты, проведенные для величин H = 5000 м, A = 2500 м, дали, следующие результаты: k = 1013,58; L = 5927,56 м; α_0 = 9,7 град.

2. Профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом 70° < α < 90° (рис. 2).

Исходными данными для расчета являются:

- величина отклонения забоя от вертикали A;
- проекция профиля на вертикаль H;
- конечный зенитный угол α_1 = 70÷90 град.

Расчетными параметрами являются:

- k – коэффициент пропорциональности цепной линии;
- L – длина ствола скважины;
- α_0 – начальный зенитный угол;
- R – текущая величина радиуса кривизны ствола скважины.

В данной системе координат можно составить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} y_1' = sh\dfrac{x_1}{k} & (12) \\ y_1 = k\ ch\dfrac{x_1}{k} & (13) \\ y_0 = k\ ch\dfrac{x_0 + A}{k} = y_1 + H & (14) \end{cases}$$

Зная величину α_1, находим первую производную функции для $x = x_1$:

$$y_1' = tg(90 - \alpha_1) \qquad (15)$$

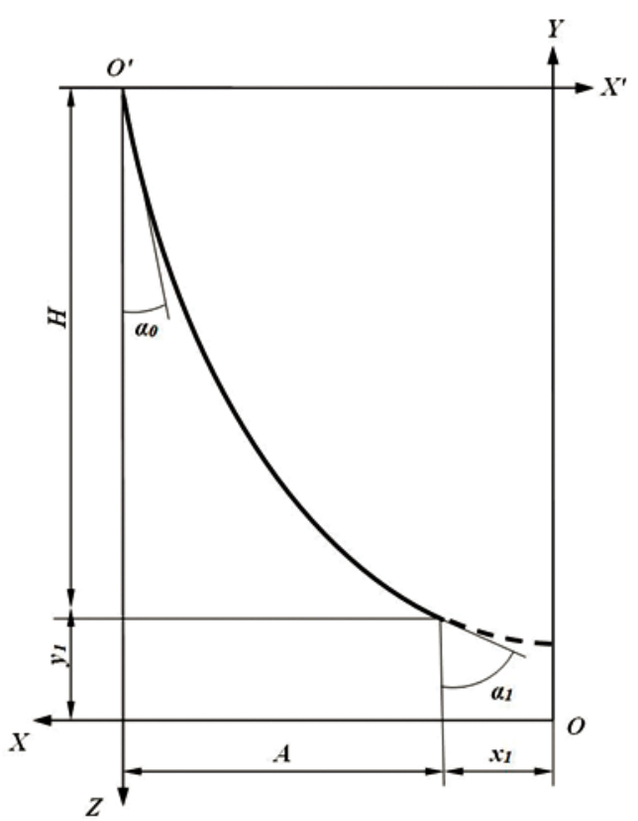


Рис. 2. Профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом 70° < α < 90°.

Из уравнения 12 находим величину x_1 / k:

$$\frac{x_1}{k} = arsh(y_1'), \quad \text{м} \qquad (16)$$

Уравнение 14, используя формулу сложения аргумента гиперболических функций, и уравнение 13 преобразуется в выражение:

$$k\ ch\frac{x_1}{k}\cdot ch\frac{A}{k} + sh\frac{x_1}{k}\cdot sh\frac{A}{k} = k\ ch\frac{x_1}{k} + H \qquad (17)$$

В данном уравнении единственной неизвестной величиной является коэффициент пропорциональности цепной линии k. Находим его значение методом дихотомии.

Из уравнения 16 находим величину x_1:

$$x_1 = k\ arsh(y_1'), \qquad (18)$$

Значение y_1 находится по формуле 13:

$$y_1 = k\ ch\frac{x_1}{k},$$

Длина ствола скважины определяется по формуле:

$$L = k(sh\frac{A + x_1}{k} + sh\frac{x_1}{k}), \qquad (19)$$

Величина начального зенитного угла:

$$\alpha = 90 - arctg\left[sh\left(\frac{A + x_1}{k}\right)\right], \qquad (20)$$

Текущий радиус кривизны:

$$R = \frac{(H + y_1 - z)^2}{k}, \qquad (21)$$

Расчеты, проведенные для величин H = 5200 м, A = 2500 м, дали, следующие результаты: k = 1111,44; L = 6034,24 м; α_0 = 10,11 град.

3. Трёхинтервальный профиль, состоящий из вертикального участка, участка набора зенитного угла постоянной кривизны и интервал в виде цепной линии с конечным зенитным углом α < 90° (рис. 3).

Исходными данными для расчета являются:

- проекция профиля на вертикаль H;
- длина вертикального интервала $H_В$;
- величина отклонения забоя от вертикали A;
- конечный зенитный угол α_2 = 90°;
- радиус кривизны второго интервала R;

Расчетными параметрами являются:

- α_1 – зенитный угол в конце второго интервала;
- k – коэффициент пропорциональности цепной линии;
- L – длина ствола скважины;
- R – текущая величина радиуса кривизны ствола скважины на третьем интервале.

Величина вертикального участка зависит от горно-геологических условий, по этой причине для простоты расчетов будет использоваться величина проекции наклонной части ствола на вертикаль – h:

$$h = H - H_В \qquad (22)$$

Для расчета данного профиля используется метод простой итерации.

В соответствии с формулой 5 величина зенитного угла α_1 в начале третьего интервала и, соответственно, в конце второго интервала (сопряженные кривые) равна:

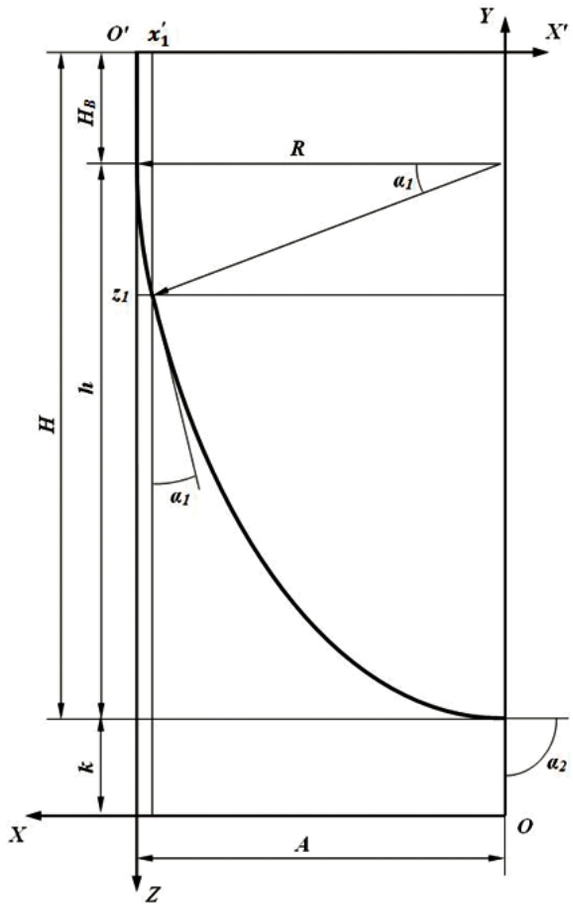


Рис. 3. Трёхинтервальный профиль скважины.

$$\alpha_1 = 90 - arctg\left[sh\left(\frac{A - x_1'}{k}\right)\right], \quad (23)$$

где x_1' и z_1 – координаты конца второго интервала, k – коэффициент пропорциональности цепной линии, которые определяются по формулам:

$$x_1' = R(1 - \cos\alpha_1) \quad (24)$$

$$z_1 = R\sin\alpha_1 \quad (25)$$

$$k = \frac{y}{ch\left(\frac{x}{k}\right)} = \frac{h + k - z_1}{ch\left(\frac{A - x_1'}{k}\right)}; \quad (26)$$

В качестве первого приближения задаем $\alpha_1 = 0$, находим величины x_1' и z_1, подставив полученные величины в формулу 26, находим величину k. Подставив полученные величины в формулу 23, получаем следующее значение α_1.

Повторяем этот цикл до тех пор, пока не будет выполнено условие:

$$|\alpha_{1\,i+1} - \alpha_{1\,i}| \le \varepsilon,$$

где ε – заданная точность вычисления.

Длина ствола скважины:

$$L = H_B + \frac{R\alpha_1}{57{,}3} + k\ sh\frac{A - x_1'}{k}, \quad (27)$$

Текущий радиус кривизны:

$$R = k\ ch^2\frac{x'}{k}, \quad (28)$$

Расчеты, проведенные для величин: H = 6500 м; H_B = 500 м; A = 2500 м; R = 1910 м, дали следующие результаты: k = 935,53; L = 7370,46 м; α_1 = 8,07 град.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. – М.: Недра, – 1997. – 648 с.

2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентЛитНефтеГаз. – 2011. – 647 с.

3. Эдвард Андрес (Edward O.Anders). Патент США №4440241, НКИ 175/61, МКИ E 21 B 7/08.

4. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов. – М.: Наука, – 1986. – 544 с.

REFERENCES

1. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodkij K.M., Sultanov B.Z. Drilling directional and horizontal wells. – M.: Nedra, – 1997. – 648 p.

2. Povalikhin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodky K.M. Drilling of directional, horizontal and multilateral wells. – M.: CentLitNefteGaz, – 2011. – 647 p.

3. Edward Andres, U.S. patent № 4440241, NKI 175/61, MKI E 21 In 7/08.

4. Bronstein I.N., Semendyaev K.A. Handbook of mathematics for engineers and pupils of technical colleges. – M.: Nauka, 1986. – 544 p.

УДК 622.276

Опытно-промышленные испытания тампонажного состава Рельпол для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны

А.В. Лекомцев – канд. техн. наук, с.н.с.; П.Ю. Илюшин - канд. техн. наук, директор;
Е.О. Третьяков – лаборант; Л.А. Захаров - лаборант
(Научно-образовательный центр «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»)

При добыче углеводородов на нефтяных месторождениях, находящихся на 3-4 стадии разработки, одной из основных проблем является преждевременное обводнение добывающих скважин, обусловленное негерметичностью эксплуатационной колонны и заколонными перетоками.

Анализ результатов проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» показал низкую эффективность применяемых тампонажных составов. Используемые тампонажные составы не позволяют достигать надежной изоляции водоносных горизонтов. Начиная с 2002 года отмечается резкий рост количества проведенных РИР в ООО «ЛУКОЛЙЛ-ПЕРМЬ» (рисунок 1).

Заколонная циркуляция или негерметичность эксплуатационной колонны возможны при низком качестве цементирования, нарушениях качества цементного камня, что является следствием следующих факторов:

- низкое качество первичного цементирования обсадных колонн;
- физико-механическое воздействие в процессе вторичного вскрытия (перфорация, СПО);
- химическое воздействие в результате эксплуатации (корозионно-активные пластовые воды, H_2S).

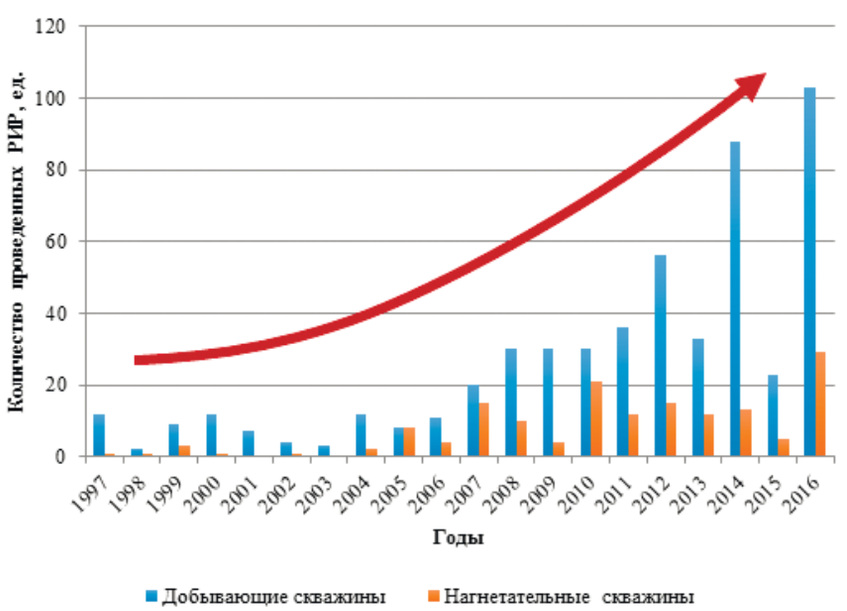


Рис. 1. Динамика проведенных РИР в скважинах месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Технологические мероприятия, связанные с ликвидацией заколонных перетоков и негерметичностью эксплуатационной колонны, представляют собой один из ответственных видов работ, требующих сохранения текущей проницаемости продуктивного горизонта и одновременного обеспечения герметичности цементного камня в зонах изоляции, особенно при близком нахождении указанных интервалов. В настоящее время не представлены технологии, которые обеспечивали бы стабильно высокую эффективность и успешность выполнения работ. В этой связи проблема повышения качества проводимых РИР является весьма актуальной.

Для повышения эффективности РИР подбор технологии должен учитывать следующие условия:

- максимальная статическая температура на забое;
- коэффициент приёмистости 1,0–10,0 $м^3/(час \cdot МПа)$ (при таком значении коэффициента приемистости не требуется проводить дополнительную перфорацию);
- наличие в скважине оборудования для свободной закачка;
- оборудование устья скважины, позволяющее обеспечивать герметизацию и разгерметизацию затрубного (межтрубного) пространства во время закачки тампонажного материала.

Для разработки способа изоляции заколонных перетоков и устранения негерметичности в эксплуатационной

колонне скважин с учетом опыта проведенных на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» технологий РИР, сотрудниками НОЦ «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений» был разработан отверждаемый состав на основе неорганического вяжущего вещества – Рельпол [1].

Данный состав предназначен для проведения работ по восстановлению герметичности крепи скважины как в заколонном, так и в межколонном пространствах, а также ограничению водопритока и снижению обводненнности. От широко распространенных составов (например, ДТС, ПЦТ, цементный состав) Рельпол отличается следующими характеристиками:

- низкими реологическими свойствами;
- низкой фильтрацией;
- отверждаемым фильтратом;
- высокими деформационно-прочностными характеристиками цементного камня;
- положительной объемной деформацией.

Основные физико-химические свойства тампонажного раствора Рельпол представлены в таблице 1. Значения параметров приведены для максимальной температуры проведения РИР - 24 °С.

Из результатов лабораторных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Значения реологических свойств тампонажного раствора Рельпол обеспечивают его свободное приготовление в условиях буровой с использованием стандартного бурового и тампонажного оборудования.

2. Высокая подвижность (низкая условная вязкость) тампонажного раствора, а также низкая тиксотропность в сочетании с минимальной фильтратоотдачей позволяют сделать предположение, что проникающая способность такого раствора будет значительно выше традиционно применяемых отверждаемых составов на основе иных вяжущих веществ.

3. Время загустевания в заданных термобарических условиях соответствует требованиям Приказа Ростехнадзора.

4. Значение деформационно-прочностных характеристик тампонажного камня при $T \geq 200$ °С, даже при сокращенном возрасте твердения (24 часа), сохраняются на требуемом уровне (требуемая прочность на сжатие не менее 2,5 МПа).

5. При смешивании с пластовой водой тампонажный материал РЕЛЬПОЛ формирует тампонажный камень в установленные сроки и прочностные характеристики не хуже стандартных составов для РИР (ДТС, ПЦТ, цементный состав), испытанных без смешивания с пластовой водой.

6. При воздействии соляной кислоты реакция носит умеренный характер и полного разрушения тампонажного камня не зафиксировано даже при превышении активной массы кислоты над объемом тампонажного камня в 2,5 раза.

7. В ходе фильтрационных исследований тампонажного состава Рельпол на керновом материале выявлено, что состав не проникает в поровое пространство породы, а его фильтрат незначительно ухудшает проницаемость.

В результате проведенных лабораторных исследований тампонажный состав Рельпол может безопасно применяться при ремонтно-изоляционных работах в нефтяных скважинах в условиях низких и нормальных температур.

С использованием представленного состава были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) на Шагиртско-Гожанском (скважина №2094), Шумовском (скважина №22), Москудьинском (скважина №424) месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». На рисунке 2 приведена технология закачки тампонажного состава Рельпол на примере скважина №424 Москудьинского месторождения.

Динамика технологических показателей закачки тампонажного состава Рельпол, буферной жидкости, жидкости продавки при проведении ремонтно-изоляционных работ на скважине №424 Москудьинского месторождения представлена на рисунке 3.

По результатам опрессовки и свабирования изоляция водоносных интервалов с использованием тампонажного материала Рельпол проведена успешна. При оценке качества цементного камня методом акустической цементометрии отмечается сплошной цементный камень в изолируемом интервале. После проведения исследования

Таблица 1. Физико-химические свойства тампонажного раствора Рельпол.

Определяемые параметры	Значение
Плотность, г/см^3	1,787
Малая условная вязкость, с	43,75
Фильтратоотдача, мл	15,07
Время загустевания, мин	274/420*
Совместимость с пластовой водой	Стабилен
Прочность тампонажного камня с пластовой водой на изгиб, МПа	2,55/1,90*
Прочность тампонажного камня с пластовой водой на сжатие, МПа	3,075/2,72*
Прочность тампонажного камня на изгиб, МПа	5,58/3,35*
Прочность тампонажного камня на сжатие, МПа	15,3/7,92*
Выдавливающее усилие, МПа	1,207/0,97*
Изменение массы образца после кислотной обработки, % **	$\left(\frac{13,0}{44,7}\right) \mid \left(\frac{9,0}{28,9}\right)$*

Примечание: * – минимальная температура в изолируемом интервале;
** – в числителе приведены значения после воздействия кислоты в течении 2 часов; в знаменателе – в течении 24 часов

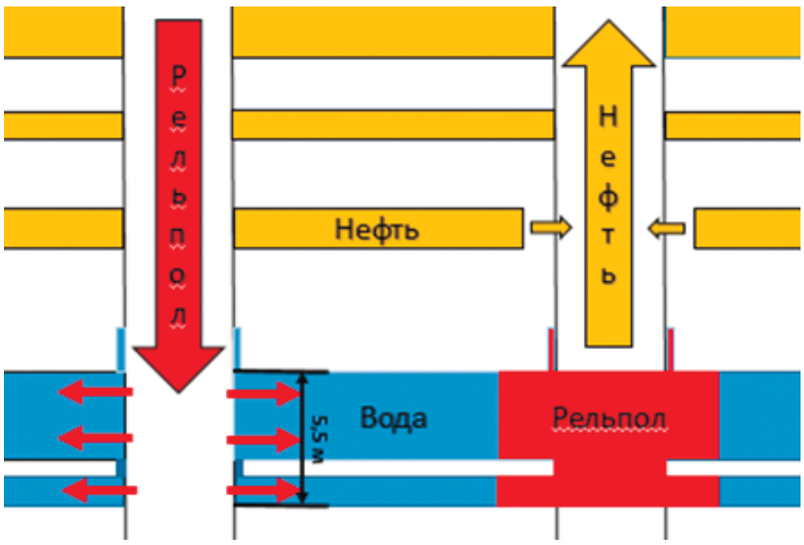


Рис. 2. Закачка тампонажного состава РЕЛЬПОЛ на скв. №424 Москудьинского месторождения.

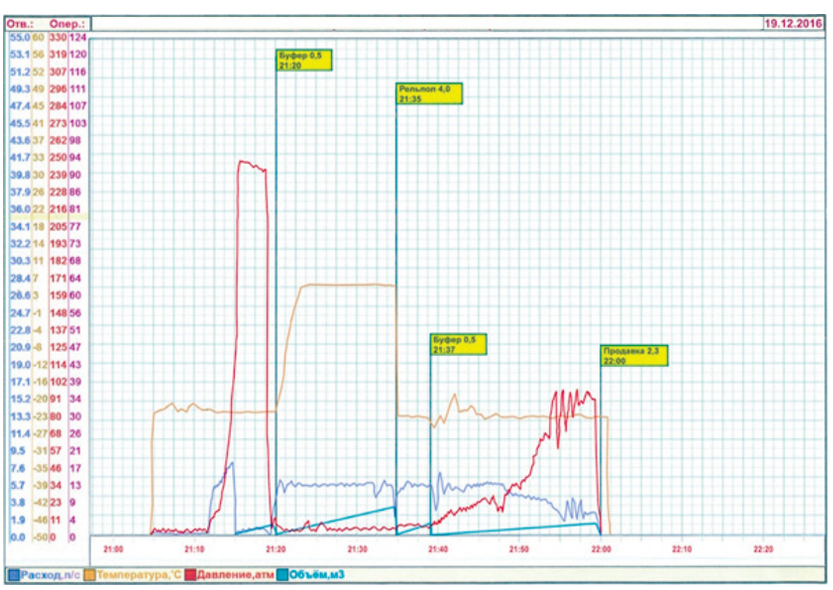


Рис. 3. Динамика технологических показателей закачки при проведении РИР на скважине №424 Москудьинского месторождения.

герметичности методом свабирования, притока воды в изолируемом интервале не выявлено (исследование проводилось при максимальной депрессии – 129,3 атм.).

По результатам лабораторных исследований и проведенных ОПР тампонажный состав Рельпол рекомендуется к применению для устранения негерметичности эксплуатационной колонны и ликвидации заколонных и межколонных циркуляций для Пермского края и других регионов России.

ЛИТЕРАТУРА

1. ТУ 2458-98058576-2016 - Тампонажный материал Рельпол. Технические условия – Пермь, 2016.

2. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности: Приказ Ростехнадзора от 12.01.2015 № 101 // Собрание законодательства. - №32. – ст. 3348.

3. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Крапивина Т.Н. Тампонажные составы для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтедобывающих скважинах // Строительство и архитектура. – М.: Российской академии архитектуры и строительных наук, – 2011. – №11. – с. 53–60.

4. Клещенко И. И., Григорьев А.В., Телков А.П. - Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации скважин. - М.: Недра, 1998. - 267 с.

5. Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Гейхман М.Г. и др. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. - 138 с.

REFERENCES

1. TU 2458-98058576-2016 - Backfill material Relpol. Specifications – Perm, 2016

2. On approval of Federal norms and rules in the field of industrial safety: the Order of Rostechnadzor dated 12.01.2015 No. 101 // The Meeting of legislation. - №32. article 3348

3. Kunitskyh A.A., Chernyshov S.E., Krapivina T.N. Cement composition for repair and insulation works in oil wells // Construction and architecture. – M.: Russian Academy of architecture and building Sciences,– 2011. – №11. – p. 53–60.

4. Kleschenko I.I., Grigoriev A.V., Telkov A.P. Insulation work during the completion and operation of wells. - M.: Nedra, 1998. - 267 p.

5. Zozulya G.P., Kleschenko I.I., Gaykhman M.G. etc. Theory and practice of methods and materials for repair and insulation works in oil and gas wells: textbook. - Tyumen: TSOGU, 2002. - 138 p.

УДК 622.24

Компенсация автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны

[1]Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;
[2]В.Б. Перминов - канд. техн. наук;
[1]З.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
[1]Э.З. Ягубов - доктор техн. наук, проректор;
[1]П.Г. Филиппов - магистр
([1]Ухтинский государственный технический университет,
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

В работах [1-5] показано, что при определённых значениях режимных параметров бурения в системе «бурильная колонна – привод» возможно возникновение релаксационных колебаний (жёстких биений), которые могут привести к вынужденным автоколебаниям мощности двигателя привода бурильной колоны. Автоколебания мощности двигателя привода бурильной колонны практически определяют аварийную ситуацию на буровой установке, поэтому компенсация их возникновения является весьма актуальной.

К условиям возникновения жёстких биений можно отнести [1-5; 7]:

1. Достижение осевой нагрузки $P_{кр}$ критического значения:

$$P_{кр} = \sqrt{\frac{8\pi\,\mu^{*} EI\omega^{2} Dq}{g(R - 4\pi\,\mu^{*} r)}}\ , \qquad (1)$$

где μ^{*} – коэффициент сопротивления вращению между трубами и стенками скважины;
R – радиус трения, определяемый диаметром скважины, м;
D – диаметр бурильной колонны, м;
r – радиус трубы колонны, м;
EI – жёсткость колонны на изгиб, Па·м^2;
q – масса единицы длины трубы, кг/м;
g – ускорение свободного падения, м/с^2;
ω – угловая скорость вращения колонны, с$^{-1}$.

2. Достижение критической глубины проходки скважины:

$$H_{кр} = \frac{-M_0 \pm \sqrt{M_0^2 + 8\pi EIF\,\mu^{*} R / l_{ср}}}{2F\,\mu^{*} R / l_{ср}}\ , \qquad (2)$$

где F – сила прижатия гребня полуволны бурильной колонны к стенкам скважины, Н;
M_0 – установившееся значение крутящего момента в устье скважины, Н·м;
$l_{ср}$ – средняя длина полуволны, м;
$H_{кр}$ – критическая глубина проводки скважины, м.

3. Достижение критического значения крутящего момента, при котором происходит закручивание колонны бурильных труб в пространственную спираль:

$$M_{КР} = \sqrt{\frac{4\cdot\pi^{2}(EJ)^{2}}{H^{2}} - 2\cdot EJ\cdot(2\cdot S - q\cdot g\cdot H)}\ , \qquad (3)$$

где H – глубина проводки скважины, м;
S – опорная реакция, Н;
$M_{КР}$ – критическое значение крутящего момента, Н·м.

4. Достижение критического значения мощности, с превышением которого возможен срыв бурильной колонны из заторможенного состояния во вращательное движение с ускорением:

$$N_{кр} = \omega M_{кр} = \omega\sqrt{\frac{4\pi^{2}(EI)^{2}}{H^{2}} - 2EI(2S - qgH)}\ , \qquad (4)$$

где ω – текущее значение угловой скорости колонны бурильных труб, с$^{-1}$;
$N_{кр}$ – критическое значение мощности двигателя привода колонны труб, Вт.

5. Соотношение моментов инерции привода бурильной колонны и самой колонны бурильных труб должно соответствовать равенству вида:

$$J_1 \le 0{,}2\cdot J_2 \qquad (5)$$

где J_1 – момент инерции привода;
J_2 – момент инерции бурильной колонны.

Таким образом, для устранения причин возникновения вынужденных автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны необходимо исключить возникновение жёстких биений самой колонны.

Согласно выражениям (1–5) это возможно:

1) при осевой нагрузке $P < P_{кр}$;
2) при глубине проходки скважины $L < H_{кр}$;
3) при уменьшении вращающего момента на валу привода буровой установки $M < M_{КР}$;
4) при уменьшении мощности двигателя привода

бурильной колонны $N < N_{кр}$;

5) при увеличении момента инерции привода $J_1 > J_2$;

Условия 3 и 4 определяют останов процесса бурения и поэтому невыполнимы. Условие 2 ограничивает глубину проводки скважины порядка до 700–800 м. [6, 7]. Условие 1 может быть выполнено за счёт увеличения скорости ω вращения колонны бурильных труб, но с увеличением глубины скважины угловая скорость вращения уменьшается согласно режимы бурения [8, 9]. Следовательно, реальным условием компенсации релаксационных колебаний является выполнение условия 5, по которому необходимо увеличивать момент инерции привода бурильной колонны. Назовём реализацию этих условий конструктивными методами компенсации релаксационных колебаний. К ним можно отнести:

1) увеличение угловой скорости вращения колонны бурильных труб;

2) увеличение жёсткости колонны на изгиб;

3) увеличение диаметра труб колонны;

4) увеличение подвижной массы привода.

Конструктивные методы компенсации, как правило, требуют коррекции технологического оборудования буровой установки, являются весьма трудоёмкими и существенно удорожают стоимость буровых работ.

В этой связи целесообразно рассмотреть аппаратные методы компенсации автоколебаний мощности [10, 11]. Релаксационные колебания бурильной колонны, вызывающие автоколебания мощности двигателя привода бурильной колонны возможно компенсировать двумя методами:

1. по способу компенсации градиента крутящего момента [10];

2. по способу Ягубова-Перминова [11], когда автоколебания компенсируются сигналом противоположной фазы той же частоты.

Компенсация автоколебаний мощности двигателя привода по градиенту крутящего момента определяется выделенной динамической составляющей при измерении крутящего момента на валу привода буровой установки и характеризуется многозначностью диссипативных сил. Действительно, на динамику бурильной колонны кроме возникновения релаксационных колебаний воздействует целый ряд случайных факторов, поэтому при отсутствии релаксационных колебаний возможно появление динамических составляющих крутящего момента, которые определяются случайными факторами.

Поэтому использование способа компенсации по градиенту крутящего момента является более универсальным и охватывает широкий спектр диссипативных сил, воздействующих на буровую колонну.

Способ компенсации автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны (способ Ягубова-Перминова, патент RU 258 8053 C2) по противофазному сигналу одинаковой частоты основан на выделении гармонической составляющей автоколебаний мощности двигателя привода и компенсации этой мощности противофазным сигналом.

Так как последний способ является наиболее оптимальным для данных целей, рассмотрим его более подробно.

Для определения возникновения вынужденных автоколебаний мощности двигателя привода, возможно использование вариационной структуры измерения градиента крутящего момента [12, 13]. При этом для решения поставленной задачи достаточно подключения одного канала измерения мощности (рисунок 1). Здесь текущее значение двигателя привода 1 снимается с помощью датчика мощности 2, выходное напряжение которого U_N пропорционально измеряемой мощности N двигателя привода. Вариационная структура 3 [11], состоящая из двух апериодических звеньев с передаточными функциями

$W_1(p) = \frac{K_1}{T_1 p + 1}$ и $W_2(p) = \frac{K_2}{T_2 p + 1}$ подключена к выходу датчика мощности, а выходы её звеньев подключаются к сумматору, в результате чего общая передаточная функция вариационной структуры равна:

$$W_N(p) = \frac{K \cdot (T_1 - T_2) \cdot p}{T_1 \cdot T_2 \cdot p^2 + (T_1 + T_2) \cdot p + 1}, \qquad (6)$$

где $K = K_1 = K_2$ – статический коэффициент передачи звеньев структуры;

T_1, T_2 – постоянная времени звеньев;

p – оператор Лапласа.

Из анализа выражения (6) можно сделать вывод, что суммарная передаточная функция определяется операцией дифференцирования текущего значения измеряемой мощности, т.е.

$$W_N(p) = \frac{dN}{dt} = V_N, \qquad (7)$$

где V_N – скорость изменения мощности двигателя привода;

Следовательно, вариационная структура позволяет отсечь постоянную составляющую измеряемого значения мощности и выделить её переменную составляющую [13]. При этом, оперируя параметрами настройки T_1, T_2 и K возможно не только устранить затухание измеряемого сигнала, но и обеспечить его усиление [12].

Таким образом, при возникновении вынужденных автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны на выходе вариационной структуры измерения мощности появляется переменная составляющая напряжения, соответствующая частоте и фазе этих вынужденных колебаний.

Сущность компенсации вынужденных автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны поясняется следующим образом. Приращение крутящего момента на валу привода бурильной колонны определяется как отношение приращения мощности двигателя привода ΔN к приращению угловой скорости вращения вала:

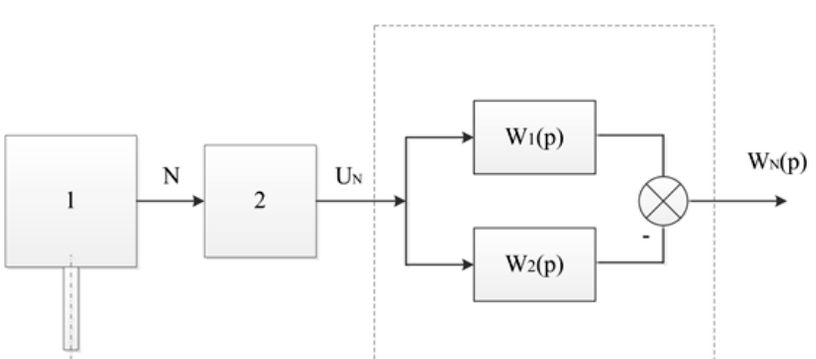


Рис. 1. Вариационная структура измерения мощности.

$$\Delta M = \frac{\Delta N}{\Delta \omega}\ , \qquad (8)$$

где ΔM – динамическое приращение крутящего момента на валу привода;
ΔN – динамическое приращение мощности двигателя привода;
$\Delta \omega$ – динамическое приращение угловой частоты выходного вала привода.

Наличие релаксационных колебаний бурильной колонны определяет наличие автоколебаний мощности двигателя привода. На рисунке 2 приведена осциллограмма мощности двигателя привода бурильной колонны при возникновении релаксационных колебаний, по данным экспериментальной скважины фирмы «Энтех» г. Усинска, республики Коми.

Согласно осциллограммам крутящий момент (по выражению 8) должен изменяться по гармоническому закону вида:

$$\Delta M(t) = M \cdot \sin \omega t\ , \qquad (9)$$

где $M(t)$ – временное изменение приращения крутящего момента;
M – амплитудное значение момента.

При изменении мощности двигателя привода по гармоническому закону с той же частотой, но сдвинутой на 180°, получим:

$$\Delta N(t) = N \cdot (\sin \omega t - 180^{\circ}) = N \cdot \sin \omega t\ , \qquad (10)$$

Отсюда, угловая скорость вращения вала привода определяется отношением:

$$\omega = \frac{\Delta N(t)}{\Delta M(t)} = \frac{N \cdot \sin \omega t}{M \cdot \sin \omega t} = \frac{N}{M}, \qquad (11)$$

т.е. вращение вала становится равномерным и определяется отношением амплитуд мощности двигателя привода к амплитуде изменения крутящего момента [11].

Способ управления процессом бурения с компенсацией вынужденных автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны реализуется системой измерения мощности, инвертирующим усилителем, регулятором мощности двигателя привода.

На рисунке 3 показано схематическое изображение структуры управления процессом бурения, включающей в себя непосредственно двигатель привода бурильной колонны 1, бурильную колонну с долотом 2, канал измерения мощности двигателя привода 3, инвертирующий усилитель 4, регулятор мощности двигателя привода 5.

Система работает следующим образом. Двигатель привода 1 сообщает бурильной колонне с долотом 2 крутящий момент M, в результате которого она приобретает угловую скорость ω. Текущие параметры мощности двигателя N поступают на вход вариационной структуры измерения динамической составляющей мощности $\Delta N(t)$. С выхода вариационной схемы измерения мощности 3 сигнал поступает на инвертирующий усилитель 4 и далее на вход регулятора мощности 5, т.е. мощность двигателя привода регулируется противофазным сигналом по отношению к текущему значению, что позволяет стабилизировать угловую скорость вращения вала привода согласно выражению (11).

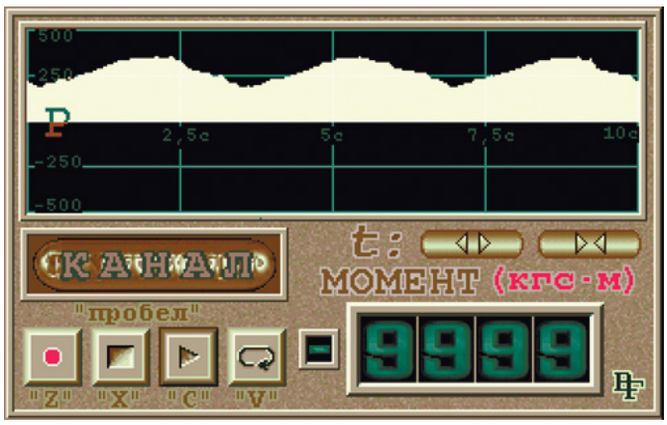


Рис. 2. Осциллограмма двигателя привода бурильной колонны при возникновении релаксационных колебаний.

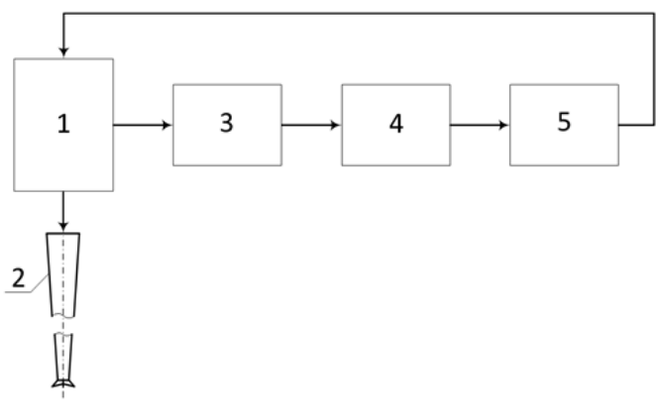


Рис. 3. Схематическое изображение системы противофазного регулирования.

Выводы

1. Возникновение релаксационных колебаний (жёстких биений) бурильной колонны приводит к автоколебаниям мощности двигателя привода бурильной колонны.

2. Компенсация автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны возможна как с использованием конструктивных методов, так и с использованием аппаратных методов.

3. Наиболее рациональным методом компенсации автоколебаний мощности двигателя привода бурильной колонны является метод, реализуемый по способу Ягубова-Перминова (патент RU 258 8053 C2) с противофазным управлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Устойчивость бурильной колонны в режиме углубления скважины. // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. - №12 – с. 29–36.
2. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Чумакова Н.В., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Моделирование электропривода постоянного тока буровой установки // Научно-методический электронный журнал Концент. – Киров: Автономная некоммерческая организация дополнительного профессионального образования "Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании", 2015. - №13. - с. 346–350.
3. Быков И.Ю., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Управляемость процесса углубления скважины // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №1. с. 12–15.
4. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Влияние биений бурильной колонны на механическую скорость проходки скважины // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, - 2015. №6. - с. 57–74.
5. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Анализ биений бурильной колонны в процессе углубления скважины // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. - №6. - с. 33–56.
6. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Компенсация релаксационных колебаний двигателя привода бурильной колонны // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. - №2. - с. 27-31.
7. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Динамическое равновесие системы «бурильная колонна – привод» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №6. - с. 9-15.
8. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Чумакова Н. В. Управление процессом бурения по градиенту крутящего момента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №8. - с. 4-7.
9. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Тетеревлёва Е.В. Влияние глубины проходки скважины на устойчивость работы бурильной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. - №9. - с. 4-6.
10. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569659 C1. приоритет от 16.05.2014 Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.
11. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.H., Yagubov E.Z.. Ratio of indicators in the system “drill string – drive”. – The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. Vol. 8 №3 AEA: Baku – 2016. c. 63-73.

REFERENCES

1. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., YAgubov Z.H., YAgubov EH.Z. The stability of the drill string in a mode of deepening wells. // Electronic scientific journal Oil and gas business. – Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2014. - №12. - p. 29–36.
2. Perminov B.A., Perminov V.B., CHumakova N.V., YAgubov Z.H., Y Agubov EH.Z. Modeling of DC electric drive drilling rig // Scientific-methodical electronic journal of Concentration. - Kirov: the independent noncommercial organization of supplementary professional education "inter-regional center of innovative technologies in education", 2015. - №13. - p. 346–350.
3. Bykov I.YU., Perminov B.A., Perminov V.B., YAgubov Z.H., YAgubov EH.Z. Of Deepening wells: manageability of process // Inzhener-neftjanik – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. - №1. - p. 12-15.
4. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., YAgubov Z.H., YAgubov EH.Z. The influence of wobbling of the drill string on the mechanical speed of bore wells // Electronic scientific journal Oil and gas business. – Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2015. - №.6. - p. 57–74.
5. Ckhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Agubov Z.H., Agubov E.Z. Analysis of wobbling of the drill string in the process of deepening wells // Electronic scientific journal Oil and Gas business. - Ufa: State petroleum technological University, 2015. - №6. - p. 33–56.
6. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z. Payment of the relaxation oscillations of the drive motor of the drill string // Inzhener-neftjanik. – M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - №2. - p. 27-31.
7. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z. The Dynamic equilibrium of the system "drill drive" // Construction of oil and gas wells on land and sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. - №6. - p. 9-15.
8. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Chumakova N.V. Managing the process of drilling on a gradient of the torque // Construction of oil and gas wells on land and sea. M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. - №8. - p. 4-7.
9. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Teterevleva E.V. Effect of well bore sinking depth on the stability of the drill string // Construction of oil and gas wells on land and sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2016. №.9. - p. 4-6.
10. Yagubov Z.Kh., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. Method of controlling the drilling process and system for its implementation. // The patent RU 2569659 C1. priority from 16.05.2014 Published: 27.11.2015. Bull. №33.
11. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z.. Ratio of indicators in the system “drill string – drive”. – The international science-technical journal HERALD of the Azerbaijan Engineering Academy. - Vol. 8. - №3. - AEA: Baku, – 2016. - c. 63-73.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. B.A. Perminov, V.B. Perminov, Z.H. Yagubov, E.Z. Yagubov. Ratio of indicators in the system “drill string – drive”. – Science & applied engineering quarterly. – SAEQ: UK, London – 2016. essue 08 April – May – June 2016. p. 7–13.

REFERENCES (ending)

12. Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z. Ratio of indicators in the system “drill string – drive”. – Science & applied engineering quarterly. – SAEQ: UK, London – 2016. essue 08 April – May – June 2016. p. 7–13.

УДК 622.24. (076.8)

Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

В.В. Климов – канд. техн. наук, профессор кафедры;
О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент, профессор кафедры;
Н.М. Лешкович – старший преподаватель кафедры
(Кубанский государственный технологический университет – КубГТУ)

Фонд наклонно-горизонтальных скважин в нефтегазовой отрасли весьма значителен и имеет тенденцию к увеличению. Анализ физических основ, возможностей и ограничений геофизических методов исследования скважин показал, что результаты исследований в таких скважинах не могут быть проведены с гарантированными показателями точности, если опираться только на методическое, приборное и программно-математическое обеспечение ГИС, разработанное ранее для вертикальных скважин.

Например, методы и геофизические приборы для контроля технического состояния обсадных колонн и цементного камня в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали имеют существенные ограничения, недостаточно точны и информативны, а получаемая с их помощью информация недостоверна из-за искажающего влияния различных дестабилизирующих факторов, действующих при проведении исследований.

Рассмотрим кратко основные недостатки и ограничения к применению геофизических методов исследования скважин для повышения их достоверности.

1. Общие недостатки и ограничения к применению акустических методов

1.1. Исследования сильно затруднены или даже невозможны в скважинах с промывочной жидкостью, содержащей шлам и газовую фазу.

1.2. Качество материалов акустического каротажа в значительной степени зависит от положения прибора в скважине (в обсадной колонне) относительно её оси. Так, исследованиями В.Г. Рафикова, Д.В. Белоконя, В.Ф. Козяра и Б.Н. Николаева установлено, что акустический зонд необходимо центрировать с погрешностью не более:

- 5 мм при частоте сигнала 25 кГц;
- 10 мм при частоте сигнала 12 кГц;
- 20 мм при частоте сигнала 6 кГц.

Установлено, что для акустического прибора «CBL» фирмы «Schlumberger» эксцентриситет в 10 мм приводит к уменьшению регистрируемой амплитуды акустической волны на 50% и уменьшению времени пробега волны от источника до приёмника на 12 мкс/м.

1.3. Акустический сигнал, отражённый от стенок труб, зависит от физических свойств разнообразных отложений на их внутренней поверхности. Поэтому выявление повреждений труб возможно только при тщательной очистке их внутренней поверхности от коррозии, загрязнений парафином и отложений солей.

1.4. По результатам исследований невозможно выделить сквозные отверстия и трещины на фоне задиров и всевозможных царапин.

1.5. Результаты геофизических исследований, проведённых в глубоких газовых скважинах с аномально-высокими пластовыми давлениями по традиционной технологии контроля качества цементирования, изначально некорректны из-за несоответствия условий проведения ГИС реальным условиям работы скважин, бессмысленны по сути и приводят к большим материальным издержкам

(финансовым затратам и задалживанию времени простоя скважин).

Из представленных данных следует, что в наклонно-горизонтальных скважинах получение корректной информации возможно лишь в вертикальной части ствола при отцентрованном положении скважинного прибора.

1.6. Ограничением к применению метода спектральной шумометрии является несовершенство скважинных приборов, технологии проведения геофизических исследований и отсутствие метрологического обеспечения.

2. Общие недостатки и ограничения к применению метода термометрии

Для выполнения детальных исследований по обнаружению перетоков флюидов в заколонном пространстве газовых скважин, определению интервалов притока флюидов и других «тонких» работ необходима разработка скважинных термометров нового поколения, обладающих минимальными значениями тепловой инерции, высокой точностью и высокой разрешающей способностью.

3. Общие недостатки и ограничения к применению радиоактивных методов

3.1. Определяются интегральные характеристики цементного кольца в заколонном пространстве скважин, не выявляются переточные каналы в нём.

3.2. Определяются интегральные характеристики обсадных колонн (интервалы механического и коррозионного износа, крупные дефекты с большой потерей металла и средняя толщина стенки труб по дуге 120° и более).

3.3. Использование «грязных» технологий, биологическая вредность и экологическая опасность.

3.4. Необходимость использования специального оборудования, большие затраты времени и трудоёмкость.

3.5. Опасность оставления источников радиоактивных излучений в скважинах.

4. Общие недостатки и ограничения к применению магнитных и электромагнитных методов

4.1. Негативное влияние на результаты контроля дестабилизирующих факторов:

- аномальной намагниченности обсадных труб, значительно затрудняющей обнаружение дефектов и повреждений обсадных колонн на фоне помех;
- «пятнистости» структуры металла и изменений магнитной проницаемости труб под действием температуры и механических напряжений в различных частях обсадной колонны;
- магнитной проницаемости промывочной жидкости, утяжелённой магнетитом, железорудным концентратом и другими добавками.

4.2. Влияние на результаты контроля эксцентриситета (эксцентричного положения скважинных приборов в исследуемых обсадных колоннах), что затрудняет проведение корректных исследований в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Анализ промысловых данных показал, что серийные дефектоскопы-толщиномеры типа МИД-К не обладают достаточной для практических целей чувствительностью и информативностью. Так, минимальная протяжённость сквозных повреждений труб продольной ориентации, выявляемых дефектоскопом-толщиномером МИД-К, должна составлять не менее 70-100 мм в НКТ диаметром 2,5 дюйма, а в одиночной обсадной колонне диаметром 146 мм (5 дюймов) – не менее 100-150 мм, т.е. при увеличении диаметра труб чувствительность МИД-К к дефектам резко снижается.

В обсадных колоннах большего диаметра (промежуточных колоннах и кондукторах) чувствительность магнитоимпульсных дефектоскопов МИД-К не регламентируется, однако следует ожидать её снижение в ещё большей степени (из-за увеличения их периметра и уменьшения электропроводности кольца труб в зоне контроля). Другими словами, минимальная длина уверенно выявляемой сквозной трещины (порог чувствительности к дефектам) будет ещё больше.

Попутно отметим, что в процессе эксплуатации скважин вероятность образования протяжённых трещин в кондукторах и промежуточных колоннах, зацементированных до устья и перекрытых эксплуатационной колонной, весьма низка. Поэтому можно сделать вывод о том, что в комплекс ГИС для изучения технического состояния кондукторов и промежуточных обсадных колонн магнитоимпульсные приборы типа МИД-К, ЭМДС-С (и аналогичные) включены ошибочно – они из-за низкой чувствительности к дефектам и повреждениям труб могут быть полезными только в эксплуатационных колоннах и НКТ.

Следует особо отметить, что с помощью магнитоимпульсных дефектоскопов-толщиномеров МИД-К определяется интегральная (по всему периметру) толщина участка исследуемой трубы (кольца) с шириной (высотой) более 240 мм, которая никоим образом не характеризует минимальную (остаточную) толщину стенок труб в зоне износа бурильным инструментом и, следовательно, остаточную прочность изношенной обсадной колонны.

Поэтому в промежуточных обсадных колоннах (из-под которых вскрывают пласты с аномально высокими давлениями) наиболее опасный – сосредоточенный желобной износ труб – по данным приборов типа МИД-К будет неминуемо «растянут» по всему их периметру и занижен по значению.

Расчёты, произведённые авторами, показывают, что в обсадной колонне диаметром 245 мм с толщиной стенки $\delta = 12$ мм (при глубине желобного износа $h = 9{,}0$ мм и диаметре замка бурильной колонны $D = 178$ мм) потеря металла составляет всего 13,6% на дуге окружности $\alpha = 85°$, что по данным МИД-К может быть интерпретировано как увеличение внутреннего радиуса труб на дуге окружности $\alpha = 360°$ всего лишь на 1,5 мм.

Другими словами, изношенная обсадная колонна с остаточной толщиной стенки $\delta = 3$ мм по данным МИД-К будет ошибочно соответствовать требованиям ГОСТ 632-80, согласно которого допуски на внутренний диаметр находятся в пределах ±3,1 мм для труб с обычной точностью изготовления.

Использование данных, полученных с помощью указанных (и других приборов интегрального типа) может привести к грубым ошибкам в расчётах остаточной прочности изношенных обсадных колонн, что чревато тяжёлыми технико-экономическими, социальными и экологическими последствиями при возникновении газоводонефтепроявлений и других нештатных ситуаций на скважинах.

Кроме того, муфтовые соединения и сквозные повреждения труб на каротажных диаграммах дефектоскопа-толщиномера МИД-К (и его модификаций) регистрируются аномалиями, протяжённость которых значительно превышает их фактические значения. Из рассмотрения кривых дефектоскопа-толщиномера МИД-К следует, что длина муфтовых соединений обсадных труб составляет, по меньшей мере, 0,5 м. В то же время отметим, что и у отечественных, и у импортных обсадных труб длины муфт обсадных колонн (с различными типами резьб) не превышают 250 мм. Другими словами, длины муфтовых соединений обсадных колонн по данным приборов типа МИД-К оказываются

«размазанными» и завышенными практически в 2 раза, что не соответствует истине.

Следует особо отметить, что на участках набора кривизны в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах (т.е. там, где повреждения труб обсадных колонн наиболее вероятны) магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия принципиально не даёт корректных результатов, поскольку в них:

- каждая последующая колонна труб «лежит» на внутренней стенке предыдущей из-за невозможности взаимной центровки;
- трубы в точках соприкосновения находятся в электрическом контакте и представляют собой в поперечном сечении короткозамкнутые витки, шунтирующие друг друга;
- датчики указанных приборов формируют интегральные электромагнитные отклики, не характеризующие ни одну из исследуемых колонн.

Следовательно, основным направлением совершенствования дефектоскопов-толщиномеров типа МИД-К является повышение достоверности информации, выдаваемой заказчикам геофизических услуг.

Анализ промысловых данных показывает, что выделение дефектов и повреждений труб на фоне помех, обусловленных аномальной намагниченностью обсадных колонн, значительно, а в ряде случаев и просто невозможно. Поэтому другим важным направлением совершенствования дефектоскопов типа МИД-К является повышение их помехозащищённости.

Порезы резцами долот и несквозные повреждения обсадных колонн дефектоскопов МИД-К (МИД-Газпром) не выявляются.

Таким образом, аргументированно доказано, что применение серийных магнитоимпульсных дефектоскопов типа МИД-К (и аналогичных магнитоимпульсных приборов) оправдано лишь только в скважинах с небольшими отклонениями стволов от вертикали и при обнаружении крупных повреждений обсадных колонн.

5. Общие недостатки и ограничения к применению метода электромеханической трубной профилеметрии

5.1. Низкая точность из-за истирания измерительных рычагов в зоне контакта с обсадной колонной, их деформации (особенно при большом числе рычагов) и образования люфтов в сочленениях.

5.2. Низкая достоверность, т.к. уменьшение проходного сечения труб за счёт налипания на их внутренней поверхности языков цементного камня, глинистой корки и других отложений может быть ложно истолковано как смятие обсадной колонны.

5.3. Влияние на результаты контроля эксцентриситета (эксцентричного положения скважинных приборов в исследуемых обсадных колоннах), что ограничивает применение метода в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

5.4. Недостаточное методическое обеспечение – отсутствует корректная методика определения геометрических параметров обсадных труб как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах.

Таким образом, для повышения достоверности результатов ГИС оказывается необходимым комплексный подход, включающий:

- разработку методических основ компенсации влияния дестабилизирующих факторов, действующих в скважинных условиях, на точность определения геофизических параметров;
- разработку геофизических приборов нового поколения для исследования скважин с большими отклонениями стволов от вертикали на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурой;
- совершенствование и разработку новых технологий проведения ГИС;
- рациональное комплексирование разнородных по физической сути методов ГИС;
- разработку методических основ контроля и регламентов проведения ГИС в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- разработку методик интерпретации результатов геофизических исследований применительно к наклонно-горизонтальным скважинам.

Проведённый анализ также показал, что разработанные ранее нормативные документы по контролю технического состояния крепи скважин не учитывают возможности и ограничения методов и средств контроля на газовых, газоконденсатных месторождениях и не регламентируют проведение геофизических исследований в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Для решения триединой задачи:

1) контроля технического состояния эксплуатационных обсадных колонн;

2) определения состояния цементного камня;

3) оценки качества разобщения пластов-коллекторов и обнаружения зон перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин оказалось необходимым [11, 12, 13 и 14]:

1. Сформулировать задачи и разработать научно обоснованную «Концепцию контроля технического состояния скважин на различных этапах их строительства и эксплуатации на газовых, газоконденсатных месторождениях и ПХГ».

2. Определить необходимые дополнительные диагностические параметры и критерии оценки технического состояния эксплуатационных обсадных колонн.

3. Выявить принципиальные недостатки и ограничения к применению существующих геофизических методов и реализующих их технических средств для определения дефектов крепи в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами.

4. Установить область применения технических средств, имеющихся на вооружении геофизической отрасли, и существующих технологий контроля технического состояния крепи скважин.

5. Провести анализ влияния дестабилизирующих факторов на достоверность получаемых геофизических данных и результаты их интерпретации;

6. Разработать комплекс технических средств нового поколения для реализации методов:

- термометрии (патенты России №2193169, №2315268 и №2315323) [3, 4 и 5];
- магнитных методов контроля обсадных колонн (патент России №2328731) [1];
- модифицированных акустических методов оценки качества цементирования скважин (патенты России №2102597 и №2405936) [6, 7];
- электромагнитной трубной профилеметрии (патент России №2410538) [2];
- электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн, свободных от влияния аномальной намагниченности обсадных труб;
- эксцентриситета скважинных приборов в обследуемых колоннах и других дестабилизирующих факторов,

действующих в скважинных условиях при проведении диагностических операций [10];

7. Разработать принципиально новый комплексный скважинный прибор для определения проходного сечения обсадных колонн, мест негерметичности в их муфтовых соединениях и выявления перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин (патент на изобретение №2102597) [6].

8. Разработать новые технологии:

- дефектоскопии обсадных колонн электромагнитными методами, включая технологию размагничивания обсадных труб;
- обнаружения интервалов щелевой перфорации в обсадных колоннах;
- определения мест негерметичности промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах (патент России №2134779);
- определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн;
- определения путей распространения ремонтных тампонажных составов для ликвидации перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами (патент России №2199007) [9];
- определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции и выявления интервалов негерметичности заколонного пространства скважин (патент России №2405934) [8];
- комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов (патент №2405936) [8];

9. Разработать обязательные и дополнительные комплексы ГИС для контроля технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации на месторождениях (и ПХГ).

10. Разработать методические основы контроля, включающие:

- «Рабочие таблицы по контролю технического состояния крепи скважин»;
- «Методические указания по контролю технического состояния крепи скважин»;
- «Методику интерпретации данных профилеметрии обсадных колонн» в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- «Регламент проведения геофизических исследований скважин при разработке газовых, газоконденсатных месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа, согласованный в Нижне-Донском территориальном Управлении по атомному, технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора Российской Федерации;

11. Разработать программно-математическое обеспечение для корректного определения геометрических параметров обсадных труб как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах;

12. Разработать (на основе проведённых исследований, анализа и обобщения опыта практического применения технических средств нового поколения и новых технологий) общую методологию геолого-геофизического контроля технического состояния крепи вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, регламентирующую порядок, условия и объёмы проведения ГИС на газовых и газоконденсатных (нефтяных) месторождениях [16].

Вышеперечисленные разработки прошли всестороннюю апробацию и нашли широкое применение на месторождениях ООО «Газпром» с АВПД и высокими температурами и могут быть рекомендованы к использованию в сторонних нефтегазовых компаниях [15, 17].

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент №2328731 Магнитный локатор дефектов и повреждений труб. Авторы: Баканов Ю.И., Колесниченко В.П., Гераськин В.Г., Кравцов И.Н., Климов В.В., Захаров А.А., Радыгин А.Г., Глухов А.А., Енгибарян А.А., Мищенко Л.И. Подача заявки: 15.12.2005; публикация патента: 10.07.2008.
2. Патент №2410538 Устройство для исследования технического состояния ферромагнитных труб. Авторы: Жвачкин С.А., Баканов Ю.И., Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Кобелева Н.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Ретюнский С.Н., Севрюков Г.А., Бражников А.А. Подача заявки: 02.12.2008; публикация патента: 27.01.2011.
3. Патент №2193169 Устройство для дистанционного измерения температуры. Авторы: Климов В.В., Будников В.Ф., Браташ И.В., Ретюнский С.Н., Костенко Е.М., Енгибарян А.А., Брусаков А.А. Подача заявки: 27.06.2000; публикация патента: 20.11.2002.
4. Патент №2315268 Устройство для дистанционного измерения температуры. Авторы: Баканов Ю.И., Колесниченко В.П., Гераськин В.Г., Кравцов И.Н., Климов В.В., Захаров А.А., Радыгин А.Г., Ретюнский С.Н., Сергеев С.В., Глухов А.А. Подача заявки: 05.12.2005; публикация патента: 20.01.2008.

REFERENCES

1. Patent №2328731 Magnetic locator of defects and damages of the pipes. Authors: Bakanov Yu.I., Kolesnichenko V.P., Geras'kin V.G., Kravtsov I.N., Klimov V.V., Zakharov A.A., Radygin A.G., Glukhov A.A., Yengibaryan A.A., Mishchenko L.I. Filing: 15.12.2005; the publication of the patent: 10.07.2008.
2. Patent №2410538 device for the study of the technical condition of ferromagnetic pipes. Authors: Gwatkin S.A., Bakanov Y.I. Kolesnichenko V.P., Kravtsov I.N., Kobeleva N.I., Geras'kin V.G., Klimov V.V., Retyunsky S.N., Sevryukov G.A., Brazhnikov, A.A. Filing: 02.12.2008; the publication of the patent: 27.01.2011.
3. Patent №2193169 Device for remote temperature measurement. Authors: Klimov V.V., Budnikov V.F., Bratash V.I., Retyunsky S.N., Kostenko E.M., Yengibaryan A.A., Brusakov A.A. Filing: 27.06.2000; the publication of the patent: 20.11.2002.
4. Patent №2315268 Device for remote temperature measurement. Authors: Bakanov Yu.I., Kolesnichenko V.P., Geras'kin V.G., Kravtsov I.N., Klimov V.V., Zakharov A.A., Radygin A.G., Retyunsky S.N., Sergeev S.V., Glukhov A.A. Filing: 05.12.2005; the publication of the patent: 20.01.2008.

ЛИТЕРАТУРА (продолжение)

5. Патент №2315323 Термоанемометрический датчик скорости движения флюидов. Авторы: Баканов Ю.И., Колесниченко В.П., Гераськин В.Г., Кравцов И.Н., Климов В.В., Захаров А.А., Енгибарян А.А., Мищенко Л.И., Шостак А.В. Подача заявки: 28.02.2005; публикация патента: 20.01.2008.

6. Патент №2102597 Способ контроля состояния крепи скважин. Авторы: Петерсон А.Я., Басарыгин Ю.М., Черненко А.М., Будников В.Ф., Климов В.В., Михед И.М., Ретюнский С.Н. Подача заявки: 26.06.1995; публикация патента: 20.01.1998.

7. Патент №2405936 Способ комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов. Авторы: Жвачкин С.А., Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Севрюков Г.А., Кобелева Н.И., Черномашенко А.Н., Енгибарян А.А., Захаров А.А., Бражников А.А., Ретюнский С.Н. Подача заявки: 30.11.2007; публикация патента: 10.12.2010.

8. Патент №2405934 Способ определения технического состояния скважин. Авторы: Жвачкин С.А., Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Севрюков Г.А., Кобелева Н.И., Черномашенко А.Н., Енгибарян А.А., Захаров А.А., Бражников А.А., Ретюнский С.Н. Подача заявки: 30.11.2007; публикация патента: 10.12.2010.

9. Патент №2199007 Способ определения технического состояния скважин. Авторы: Жвачкин С.А., Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В., Севрюков Г.А., Кобелева Н.И., Черномашенко А.Н., Енгибарян А.А., Захаров А.А., Бражников А.А., Ретюнский С.Н. Подача заявки: 30.11.2007; публикация патента: 10.12.2010.

10. Патент №2134779 Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления. Авторы: Климов В.В., Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Черненко А.М., Радыгин А.Г., Браташ И.В. Подача заявки 05.08.1997; публикация патента: 20.08.1999.

11. Кошелев А.Т., Климов В.В., Савенок О.В., Усов С.В., Шостак А.В. Осложнения, связанные с дефектами в крепи скважин, и методы их исследований: учебно-методическое пособие для студентов всех форм обучения специальностей 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» и 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» и направления 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2013. – 70 с.

12. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн: методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.

REFERENCES (continuation)

5. Patent №2315323 Hot-wire sensor the velocity of the fluid. Authors: Bakanov Yu.I., Kolesnichenko V.P., Geras'kin V.G., Kravtsov I.N., Klimov V.V., Zakharov A.A., Yengibaryan A.A., Mishchenko L.I., Shostak A.V. Filing: 28.02.2005; the publication of the patent: 20.01.2008.

6. Patent №2102597 Method condition monitoring of cementing. Authors: Peterson A.J., Basarygin S.M., Chernenco A.M., Budnikov V.F., Klimov V.V., Mikhed I.M., Retyunsky S.N. Filing: 26.06.1995; the publication of the patent: 20.01.1998.

7. Patent №2405936 Method of complex assessment of cementing quality and reservoir separation. Authors: Gwatkin S.A., Bakanov Y.I., Geras'kin V.G., Klimov V.V., Sevryukov G.A., Kobeleva N.I., Chernyshenko A.N., Yengibaryan A.A., Zakharov A.A., Brazhnikov A.A., Retyunsky S.N. Filing: 30.11.2007; the publication of the patent: 10.12.2010.

8. Patent №2405934 The method of determining the technical condition of the wells. Authors: Gwatkin S.A., Bakanov Y.I., Geras'kin V.G., Klimov V.V., Sevryukov G.A., Kobeleva N.I., Chernyshenko A.N., Yengibaryan A.A., Zakharov A.A., Brazhnikov A.A., Retyunsky S.N. Filing: 30.11.2007; the publication of the patent: 10.12.2010.

9. Patent №2199007 Method of determining the technical condition of wells. Avtory: ZHvachkin S.A., Bakanov YU.I., Geras'kin V.G., Klimov V.V., Sevryukov G.A., Kobeleva N.I., CHernomashenko A.N., Engibaryan.A., Zaharov A.A., Brazhnikov A.A., Retyunskij S.N. Podacha zayavki: 30.11.2007; publikaciya patenta: 10.12.2010

10. Patent №2134779 Method of determining the technical condition of casing and the device for its implementation. Authors: Klimov V.V., Basargin Y.M., Budnikov V.F., Chernenko A.M., Radygin A.G., Bratash I.V. Applying 05.08.1997; the publication of the patent: 20.08.1999.

11. Koshelev A.T., Klimov V.V., Savenok O.V., Usov S.V., Shostak, A.V. Complications associated with defects in cementing and methods of research: educational-methodical manual for students of all forms of education majors 130503 "Development and operation of oil and gas fields" 130504 "Drilling oil and gas wells" and 130602 "Machines and equipment of oil and gas fields" and the direction 131000.62 "Oil and gas". – Krasnodar: Publishing House. Kuban state University, 2013. – 70 p.

12. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover and restoration of casing tightness: methodical instructions to practical classes on subjects: "Reconstruction and recovery wells (profile-Operation and maintenance of facilities for oil") and "Technology of drilling oil and gas wells (profile Drilling oil and gas wells") for students of all forms of education directions 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar: Publishing House. Kuban state University, 2013. – 63 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

13. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
16. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 т. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – т. 1-4.

REFERENCES (ending)

13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during the construction of oil and gas wells. – Krasnodar: LLC "Education - South", 2010. – 522 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar: LLC "Education - South", 2010. – 539 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar: LLC "Publishing House – South", 2016. – 576.
16. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical surveys during the construction and operation of wells in oil and gas fields: a tutorial. – Krasnodar: LLC "Publishing House – South", 2016. – 274 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Workover of oil and gas wells: in 4- v. – Krasnodar: LLC "Publishing House – South", 2012-2015. – v. 1-4.

УДК 622.03

Оценка влияния способа учета пород-неколлекторов на процесс теплового воздействия на пласт при численном моделировании

С.М. Дуркин – канд. техн. наук, доцент кафедры; И.Н. Меньшикова – магистрант
(Ухтинский государственный технический университет)

В настоящее время потенциальные мировые ресурсы тяжёлых нефтей и битумов превышают запасы традиционных нефтей. Причём их удельный вес в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается [1].

Одной из наиболее перспективных технологий термического извлечения тяжёлых нефтей и природных битумов из горизонтальных скважин является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (steam assisted gravity drainage – SAGD). В современной модификации метод парогравитационного дренирования был разработан Р.М. Батлером в 1978 году [2].

В ходе данного процесса две горизонтальные скважины, расположенные друг от друга по вертикали на расстоянии от 5 до 10 м, проходят около подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для закачки пара, который поднимается вверх и создает над скважиной паровую камеру, а нижняя скважина используется для сбора добытой жидкости (пластовой воды, конденсата и нефти). Пар конденсируется на границе камеры, нагревая и увлекая нефть в эксплуатационную скважину.

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процесса извлечения нефти и газа. Важнейшим элементом моделирования нефтяного пласта является построение трёхмерной модели на основе интерпретации сейсмических исследований со следующим насыщением этой модели информацией о распределении основных фильтрационно-ёмкостных характеристик пласта. При моделировании теплового воздействия на пласт также важны данные о теплофизических свойствах горных пород, слагающих коллекторы и неколлекторы.

Зачастую для увеличения скорости расчётов при гидродинамическом моделировании пласты-неколлекторы не учитывают, т.е. ячейки, в которых присутствует неколлектор, являются неактивными. Однако, при тепловом воздействии на пласт тепло передается через породы, слагающие неколлекторы, за счет теплофизических свойств. Поэтому необходимо провести оценку влияния способа задания неколлекторов на процесс теплового воздействия на пласт при численном моделировании.

Для данного анализа была построена тестовая модель в программном комплексе CMG, имеющая следующие параметры:

- размеры модели: 1000 · 100 · 27 м;
- размер ячейки: 5 · 5 · 0,5 м;
- проницаемость: 2,5 Д;
- пористость: 0,26;
- начальное пластовое давление: 600 кПа;
- начальная пластовая температура: 10 °С.

В модели расположены две горизонтальные скважины, расположенные одна над другой на расстоянии 5 м, верхняя скважина является нагнетательной, нижняя – добывающей (технология SAGD).

Установлены следующие ограничения по скважинам:

- максимальное давление нагнетания пара: 2500 кПа;
- температура пара: 224 °С;
- сухость пара: 0,7;
- минимальное давление на забое добывающей скважины: 600 кПа;
- максимальная добыча жидкости: 150 м^3/сут.

Создано 2 варианта модели, отличающихся способом задания неколлекторов. В первом варианте ячейки неколлекторов являются активными, во втором ячейки неактивны (рисунок 1).

В модели присутствуют 3 пропластка-неколлектора различных размеров:

1. 250 × 50 × 1,5 м;
2. 200 × 50 × 2 м;
3. 150 × 50 × 1 м.

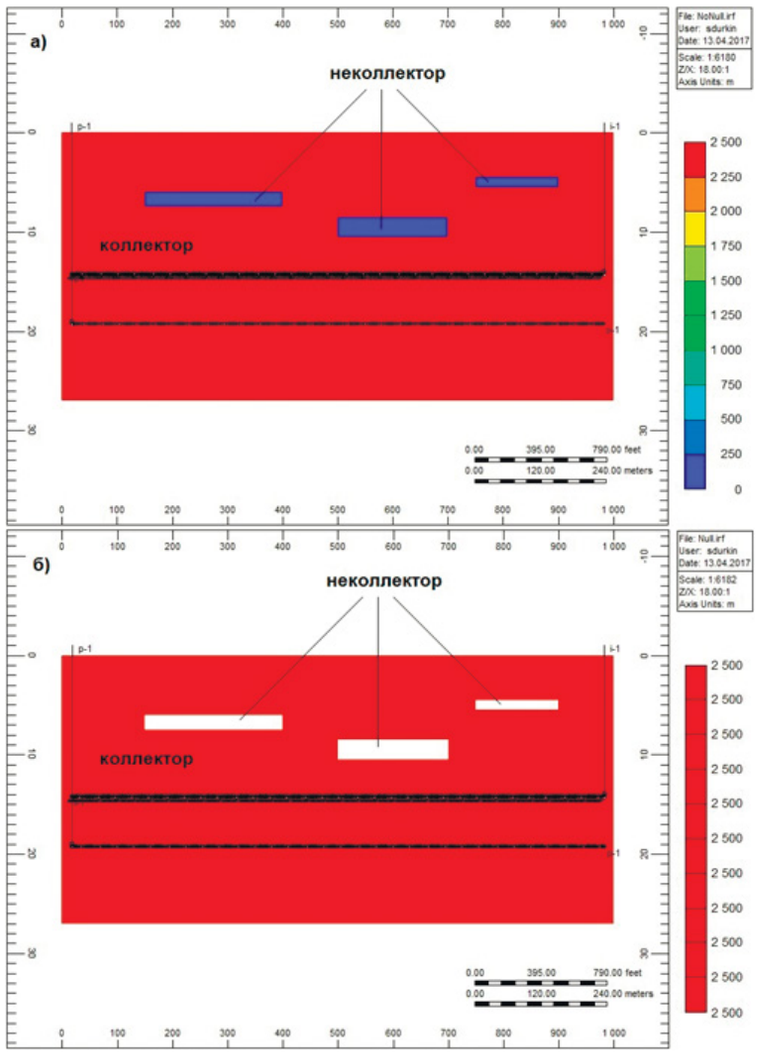


Рис. 1. Разрез в плоскости скважин:
а) модель, учитывающая неколлекторы;
б) модель без учета неколлекторов.

Расположение неколлекторов представлено на рисунках 1 и 2 (вид спереди и вид сбоку). На рисунках приведено распределение проницаемости (ед. изм. – мД).

В первом варианте неколлектор имеет отличные от коллектора свойства (таблица 1).

Моделирование проводилось на срок 15 лет. На рисунке 3 представлено распределение температуры в моделях (а – модель с активными ячейками, б – с неактивными).

Из рисунка 3 видно, что в первом варианте (с учетом неколлекторов) зона над непроницаемыми участками прогревается более равномерно, что связано с переносом тепла через неколлектор преимущественно за счет теплопроводности.

Однако, при одинаковом количестве поступившего теплоносителя в пласт (рисунок 4), коэффициент извлечения нефти для второго варианта (без учета неколлекторов) выше, чем для первого (с учетом неколлекторов) (рисунок 5).

Снижение тепловой эффективности процесса закачки пара в пласт при учете неколлекторов связано со значительной потерей энергии на нагрев непроницаемых пропластков.

Во втором случае неактивные ячейки действуют как «экран», паровая камера упирается в неколлектор, происходит расширение паровой камеры по латерали, при этом тепло не передается через неактивные ячейки, т.е. потери энергии в неколлекторах не происходит. И как

Таблица 1. Свойства пласта.

Показатель	Коллектор	Неколлектор
Проницаемость, мД	2500	0,465
Объемная теплоемкость, Дж/(м^3 · °С)	1863000	3035000
Теплопроводность, Дж/(м · сут · °С)	250560	136940

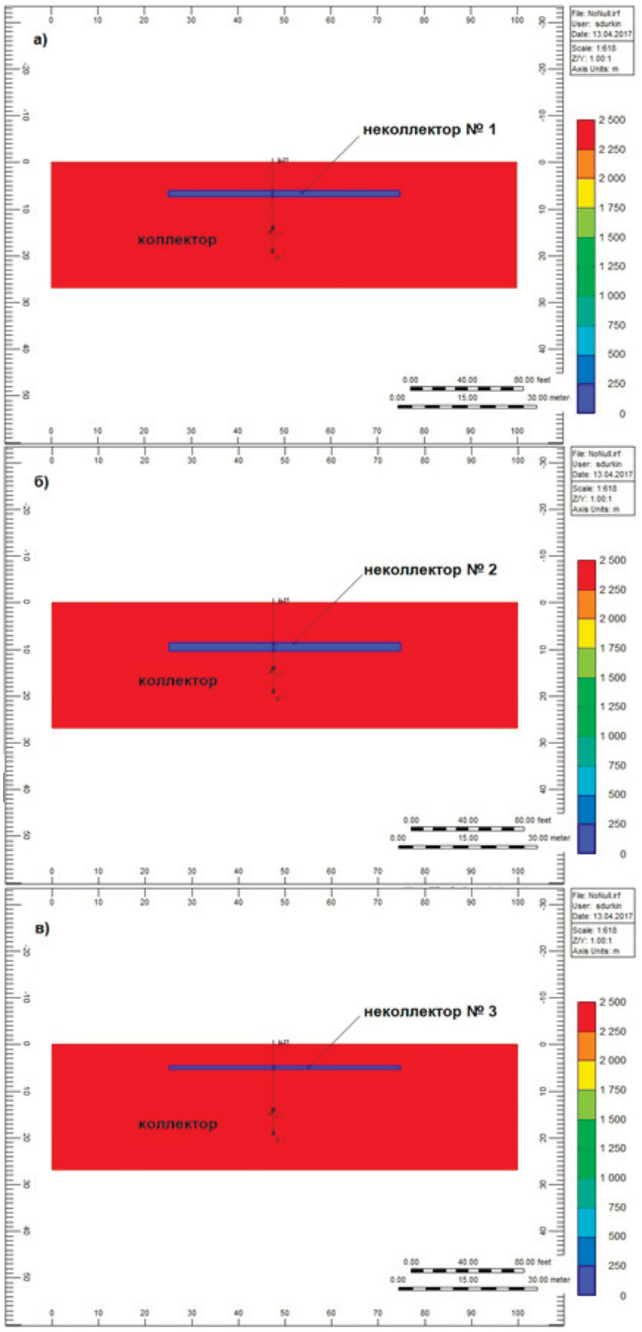


Рис. 2. Разрезы в плоскостях, перпендикулярных направлению горизонтальных стволов скважин. Положение неколлекторов:
а) № 1,
б) № 2,
в) № 3.

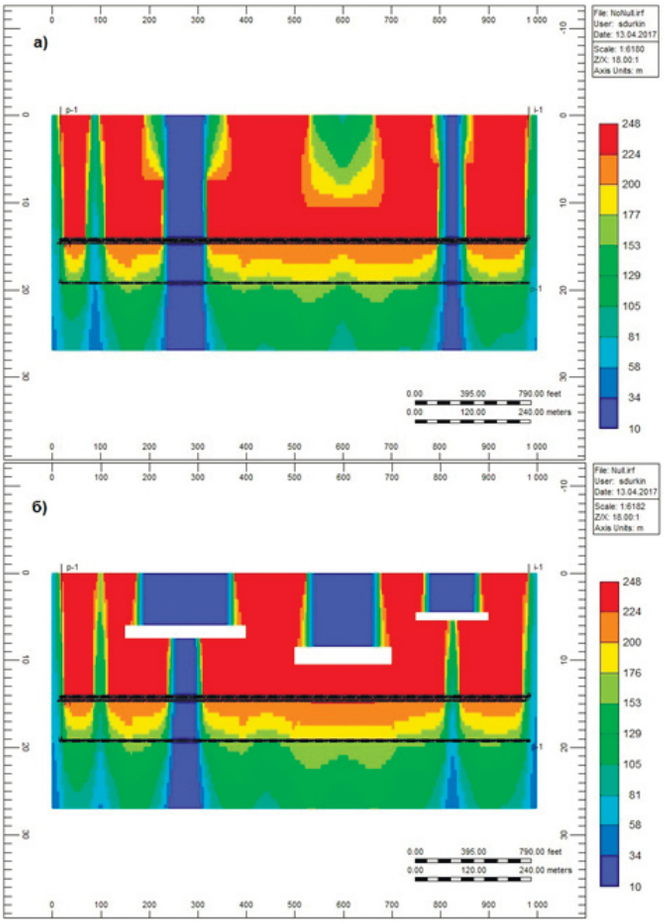


Рис. 3. Распределение температуры на конец моделирования:
а) модель, учитывающая неколлекторы;
б) модель без учета неколлекторов.

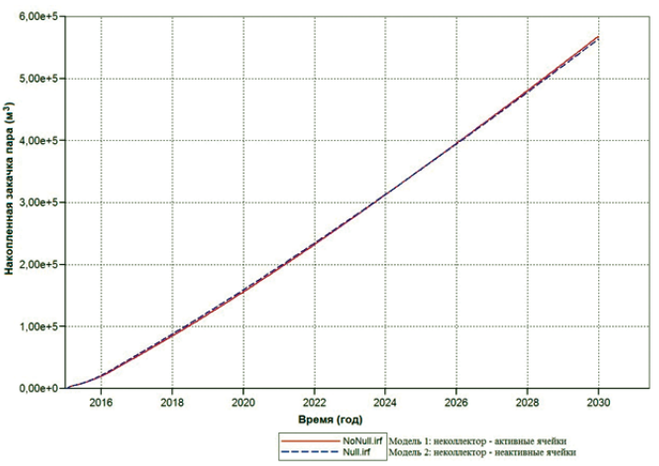


Рис. 4. Накопленная закачка пара по вариантам.

следствие, завышается коэффициент нефтеотдачи пласта, в данном случае произошло завышение КИН на 3%.

Необходимо учитывать пласты-неколлекторы при численном моделировании. Создание базы данных фильтрационно-ёмкостных и теплофизических свойств пород неколлекторов должно осуществляться на основе детальных керновых исследований. Это позволит более точно отразить распространение паровой камеры в модели, учесть потери энергии на нагрев пластов-неколлекторов, а также более корректно определить технологические показатели разработки.

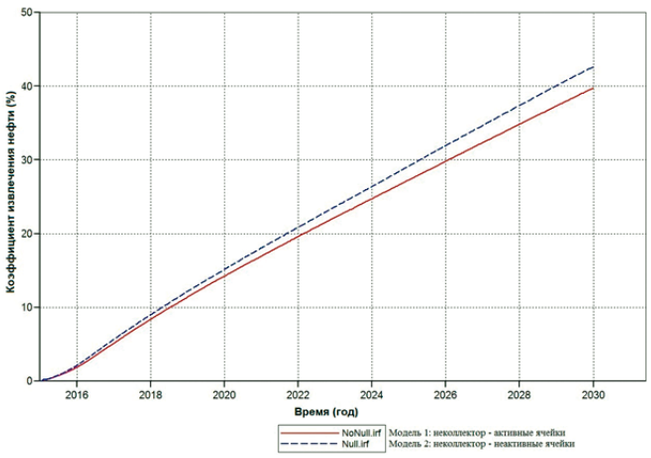


Рис. 5. Коэффициент извлечения нефти по вариантам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рузин Л.М. [и др.]. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. - 2-е изд., перераб. и доп. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. - 480 с.
2. Butler R.M. Method for continuously producing viscous hydrocarbons by gravity drainage while injecting heated fluids. US Patent 4344485 A.

REFERENCES

1. Ruzin L.M. [et al]. Abnormally viscous oil and bitumen development: technological principles – 2 nd ed. Rev. – Izhevsk: Institute of computer science, 2015. - 480 p.
2. Butler R.M. Method for continuously producing viscous hydrocarbons by gravity drainage while injecting heated fluids. US Patent № 4344485 A.

УДК 622.276.346.2

Проблемы учета извлекаемого из недр попутного нефтяного газа

И.И. Амерханов – канд. техн. наук, зав. лабораторией; Н.В. Григорьев – м.н.с.;
А.Э. Федорова – инженер
(Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)

При формировании отчётности по учёту объемов попутного нефтяного газа в нефтяных компаниях, на основании которой рассчитывается показатель сжигания газа, сложилась следующая ситуация. Существуют три вида статистической отчетности, в которых приводятся объемы добываемого газа: форма 6-гр, форма 1-ЛС и форма ДН-10М.

Форма статистической отчетности 6-гр (сведения о состоянии и изменении запасов) заполняется геологической службой предприятия по указанному в проектном документе газосодержанию при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в пластовых условиях. Газосодержание при дифференциальном разгазировании определяется лабораторными методами на установке PVT ступенчатым разгазированием нефти при пластовой температуре, затем объёмы, выделившегося на каждой ступени сепарации газа, суммируются. Определяется общий объём газа, который приводится к стандартным условиям. Газосодержание при дифференциальном разгазировании определяется делением общего объёма, выделившегося газа, на массу дегазированной нефти в стандартных условиях.

Форма статистической отчетности 1-ЛС (сведения о выполнении условий пользования недрами при добыче углеводородного сырья) заполняется службой по разработке нефтяных месторождений предприятия на основе указанного в проектном документе газосодержания нефти однократного разгазирования в пластовых условиях. Газосодержание при однократном разгазировании определяется лабораторными методами на установке PVT разгазированием пробы нефти от пластового до атмосферного давления в одну ступень при пластовой температуре, затем определяется объём газа, который приводится к стандартным условиям. Газосодержание при однократном разгазировании определяется делением объёма выделившегося газа на массу дегазированной нефти в стандартных условиях.

Исследования пластовых флюидов для проектных документов проводятся согласно ОСТ 153-39.2-048-2003

«Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Форма ДН-10М (оперативная информация о добытом газе и его распределении) заполняется технологической службой предприятия по показаниям средств учёта газа, согласно ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа». Объём газа по месторождению определяется суммированием показаний средств учёта газа на промысловых объектах или на входе потребителю (газоперерабатывающий завод и т.д.).

Учёт объёма газа, замеренного средствами учета на промысловых объектах, ведется в стандартных условиях. Газовый фактор определяется делением замеренного средствами учёта количества газа на массу добытой по месторождению за этот же период нефти в стандартных условиях.

Газовый фактор также можно определять исследовательскими методами, если средствами учёта замеряется общее количество попутного нефтяного газа с нескольких месторождений. В этом случае количество газа по месторождению замеряется: на ГЗУ по группе скважин; на отдельных ступенях сепарационных систем; исследованием глубинных проб нефти, режим разгазирования которых должен соответствовать стандартным условиям; методом исследования рекомбинированных проб нефти и газа; расчетным способом по константам фазового равновесия с применением метода материального баланса.

Указанные выше формы статистической отчетности отличаются друг от друга методами получения исходной информации для определения объёмов газа, что приводит к расхождению предоставляемых в различные ведомства данных.

Как правило, замеренные средствами учёта объёмы попутного нефтяного газа по месторождению превышают объёмы газа, рассчитанные по газосодержанию из проектных документов для форм статистической отчетности 6-гр и 1-ЛС.

Возможные причины расхождения данных по учету объёмов извлекаемого из недр попутного нефтяного газа:

1. выделение газа в продуктивных пластах (давление на забое скважины поддерживается ниже давления насыщения нефти газом), в этом случае количество добываемого газа будет превышать объёмы, определяемые исследовательскими методами, так как выделившийся в радиусе действия скважины газ за счёт высокой скорости фильтрации в пласте увеличивает его общую добычу;
2. количество добываемого газа может также увеличиться за счёт:
   - прорыва газовых шапок, образующихся в продуктивном пласте в процессе добычи нефти;
   - газа, содержащегося в пластовой воде, добываемой вместе с нефтью;
   - газа стабилизации, выделившегося в процессе горячей сепарации на установках подготовки нефти;
3. газ сторонних организаций, у которых не имеется собственных пунктов предварительной подготовки нефти;
4. изменение фонда эксплуатационных скважин, консервация или ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин.

Выводы

- Установлено, что газосодержание для проектных документов учитывает только объём газа, растворённого в пластовой нефти, а для определения газового фактора объём газа, замеренного средствами учета, учитывает весь добываемый на промысловых объектах газ при различных технологических процессах.
- Указанный в проектных документах диапазон изменения газосодержания должен соответствовать пределам фактического объёма добытого по месторождениям предприятия газа, что необходимо для возможности корректировки расчетных объемов газа в формах отчетности 6-гр и 1-ЛС.

УДК 628.315:661.183.2

Применение природных сорбентов для очистки сточных вод промышленных предприятий

[1]Т.Д. Ланина - доктор техн. наук, доцент, зав. кафедрой;
[1]Е.С. Селиванова – канд. техн. наук, старший преподаватель;
[2]Г.А. Носов - доктор техн. наук, профессор кафедры;
[2]С.Н. Донин - аспирант
([1]Ухтинский государственный технический университет; Московский технологический университет;
[2]Институт тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова)

Освоение месторождений углеводородов, деятельность нефтеперерабатывающей, горнодобывающей, лесоперерабатывающей промышленности, неэффективные технологии утилизации образующихся отходов неизбежно приводят к загрязнению объектов природной среды.

Пластовые сточные воды после «холодного» отстоя или термохимического обезвоживания и обессоливания добытой нефти, подтоварные сточные воды из резервуаров нефтепродуктов, обмывочные сточные воды содержат в своем составе высокие концентрации поверхностно-активных веществ, стабилизирующих водонефтяную эмульсию. Концентрация нефтепродуктов в отстойных водах может достигать 8000 мг/л, в обмывочных сточных водах - 12000 мг/л. На нефтеперерабатывающих предприятиях водонефтяные эмульсии образуются практически на всех технологических участках, содержание нефти в них достигает 5000-8000 мг/дм^3.

Характерными загрязняющими веществами сточных вод нефтедобывающих предприятий, сбрасываемых в поверхностные водоемы, остаются нефтепродукты, при этом происходит их накопление в поверхностных слоях донных отложений, средняя концентрация которых в донных отложениях поверхностных водоемов в районах нефтедобычи в 1,5-2 раза превышает ПДК.

Адсорбция является одним из способов глубокой очистки промышленных сточных вод от органических загрязнителей. В основе метода лежит принцип поглощения растворенных в воде загрязнителей, как поверхностным слоем адсорбента, так и внутренней диффузией. Действующие адсорбционные установки позволяют снижать концентрацию растворенной нефти до 0,03 мг/дм^3.

Наиболее приемлемыми из соображений экономичности и экологичности являются природные сорбенты, представленные материалами органического (цеолиты, торф, опилки, жмых) и углеродного (графит, активированный уголь и их производные) происхождения.

В Институте химии Коми научного центра УрО РАН были разработаны и запатентованы сорбенты на основе растительного сырья древесного и травянистого происхождения. Свойства полученных сорбентов определяются свойствами основных компонентов - растительных полимеров (целлюлозы, гемицеллюлоз и лигнина).

Сорбенты были получены в результате гидрофобной обработки лигноцеллюлозных полуфабрикатов, которую проводили путем пропитки основы рабочими растворами при температуре не более 70 °С и сушки [1]. В качестве гидрофобизирующего реагента применяли натриевые соли жирных кислот, которые осаждали на поверхности основы на заключительном этапе обработки алюмокалиевыми квасцами. Полученные сорбенты не тонут в воде и обладают неограниченной плавучестью. Благодаря наличию свободного пространства внутри целлюлозных макромолекул и функциональных групп химически обработанные лигноцеллюлозные материалы удерживают нефть и нефтепродукты более прочно, нежели другие волокнистые материалы. Они образуют с нефтепродуктами легко собираемый механическим способом конгломерат. Отработанный сорбционный материал может подвергаться отжиму для удаления адсорбированной жидкости, а затем использоваться в качестве основы для топливных брикетов или подвергаться биоразложению.

Сотрудниками предприятия “Комигеология” на участке “Весляна” было открыто месторождение цеолита, а Казанским ЦНИИгеолнеруд проведена его предварительная оценка, как адсорбционного сырья для очистки сточной воды. Природный цеолит по минеральному составу относится к цеолитсодержащим глинам, общее содержание компонентов, обладающих сорбционными свойствами, составляет 56%, в том числе анальцим - 19%, монтмориллонит - 37%. По физико-механическим характеристикам цеолит отвечает требованиям промышленности по водостойкости (96%), виброизносу (3%), истираемости (2,5%). По существующей классификации природный цеолит относится к узкопористым сорбентам.

Анальцимсодержащая порода близка по своей каркасной структуре, минеральному составу, адсорбционным

свойствам к хорошо изученному цеолиту – пегасину, который применяется для очистки воды от органических и коллоидных примесей, что позволяет предположить его высокие адсорбционные свойства по отношению к нефтепродуктам.

Авторами были определены сорбционные характеристики материалов на основе растительного сырья древесного и травянистого происхождения и отходов целлюлозно-бумажного производства (ЦБП): сорбенты на основе целлюлозы соломы ржи, хвойной небеленой сульфатной целлюлозы, химико-термомеханической массы, гидролизованных опилок. Проведена сравнительная оценка сорбционной емкости материалов из отходов ЦБП, природного цеолита и активированного угля относительно бензиновой фракции углеводородов при концентрациях, не превышающих 80 мг/дм^3.

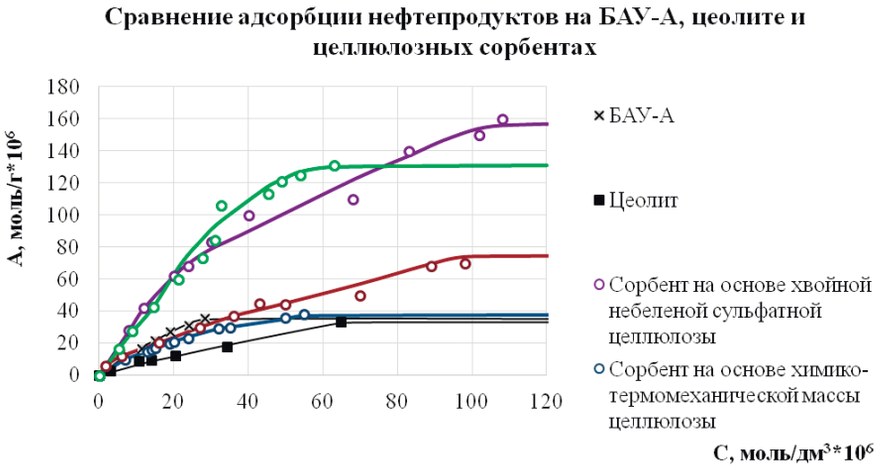


Рис. 1. Изотермы сорбции нефтепродуктов на исследованных сорбентах.

Для построения изотерм сорбции подготовленные образцы, доведенные до постоянного веса, помещали в колбы с притертыми пробками и заливали сточной водой с определенной концентрацией загрязнителя. Образцы встряхивали в течение 48 часов непрерывно при температуре 20 °С, после чего воду и сорбент анализировали в соответствии с методикой [2].

Сорбционную емкость материалов рассчитывали по известной формуле:

$$\Gamma = \frac{V_в \cdot \Delta C}{m_0}, \qquad (1)$$

где Γ – величина сорбционной емкости, моль/г;
$Vв$ – объем исследуемой воды, мл;
m_0 – навеска сорбента, г;
ΔC – разность концентрации загрязнителей в исследуемой воде, моль/дм^3.

На основании результатов исследований построены изотермы сорбции нефтепродуктов из воды перечисленными выше сорбентами, представленные на рисунке 1. Вид изотерм сорбции для исследованных образцов соответствует мономолекулярной сорбции Ленгмюра, которая описывается уравнением:

$$A = A_{00}\frac{K \cdot C}{1 + K \cdot C}, \qquad (2)$$

где K – концентрационная константа сорбционного равновесия, дм^3/моль;
A_{00} – концентрация насыщенного мономолекулярного слоя, моль/г;
C – равновесная концентрация сорбата в растворе, моль/дм^3.

Экспериментальные данные были представлены в линейных координатах уравнения Ленгмюра:

$$\frac{1}{A} = \frac{1}{A_{00}} + \frac{1}{K \cdot A_{00}} \cdot \frac{1}{C}, \qquad (3)$$

что позволило определить значение предельной сорбционной ёмкости исследуемых сорбентов по отношению к нефтепродуктам и ионам тяжелых металлов. Изотермы сорбции в линейных координатах приведены на рисунке 2.

Анализ экспериментальных данных говорит о том, что активированный уголь (БАУ-А) и цеолит достаточно эффективно очищают воду от растворенных нефтепродуктов, сорбционная емкость для БАУ-А составляет 0,072 ммоль/г, для цеолита – 0,09 ммоль/г, однако изотермы сорбции для материалов на основе хвойной небеленой сульфатной целлюлозы (ХНСЦ) и целлюлозы злаковых (ЦЗ) располагаются выше изотерм сорбции БАУ-А и цеолита (рисунок 2), что говорит о более высокой сорбционной активности (0,233 ммоль/г и 0,403 ммоль/г соответственно) при равных концентрациях загрязнителя. Высокая сорбционная емкость (таблица 1) материалов из отходов ЦБП объясняется высокой удельной поверхностью этих сорбентов, превышающей более чем в 3 раза удельную поверхность активированного угля и цеолита.

Стоимость сорбентов из отходов значительно ниже стоимости БАУ-А и цеолита, кроме того, после очистки воды не требуется регенерации сорбента и он может быть обезврежен методом сжигания, тогда как затраты на регенерацию активированных углей и цеолитов составляют от 30 до 50% их стоимости. Кроме того,

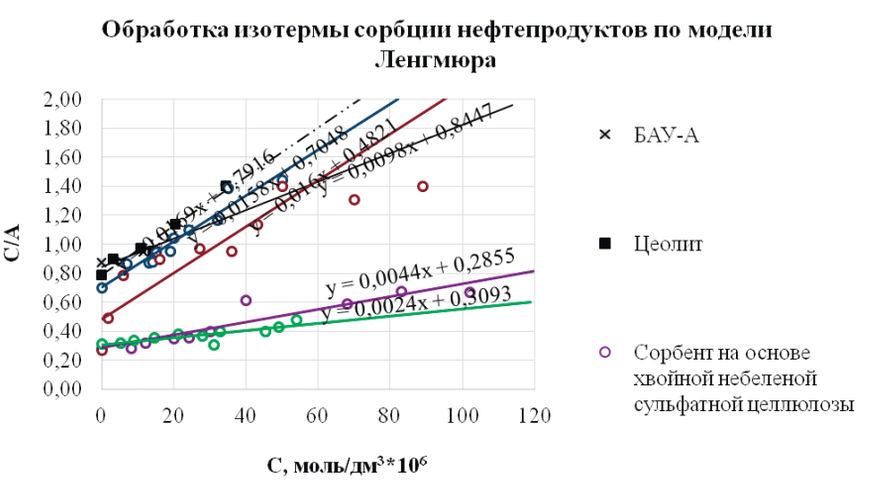


Рис. 2. Изотермы адсорбции нефтепродуктов для исследованных сорбентов в координатах линейной формы уравнения Ленгмюра.

Таблица 1. Характеристики исследуемых сорбентов относительно нефтепродуктов.

№ п/п	Сорбент	Показатели		
		A_∞, ммоль/г	K, дм^3/ммоль	$S_{уд}$, м^2/г
1	БАУ	0,072	31,0	22,9
2	Цеолит	0,090	8,11	28,6
3	ХНСЦ	0,233	17,4	74,1
4	ХТМЦ	0,069	22,0	21,94
5	ЦЗ	0,403	8,43	128,2
6	ГИД	0,093	21,6	25,6

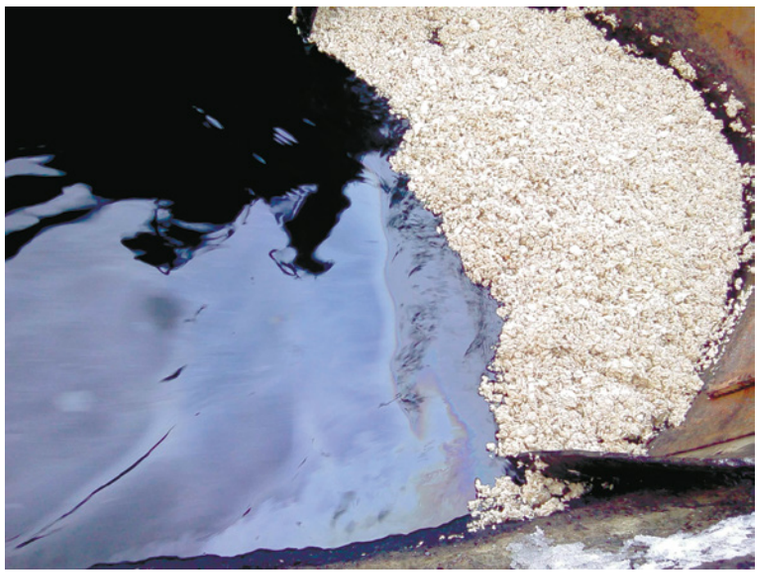


Рис. 3. Очистка нефтесодержащих вод с применением сорбента в нефтеловушке.

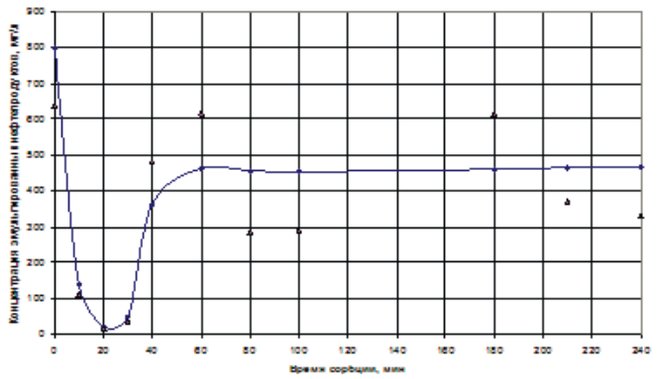
сорбенты на основе отходов ЦБК, за счет гидрофобной поверхности, могут улавливать разлитую на поверхности водоемов пленочную нефть, твердые же сорбенты (БАУ-А и цеолит) в подобных условиях погружаются на дно водоема и являются источниками вторичного загрязнения.

Для определения эффективности очистки нефтесодержащих вод с применением сорбента на основе гидролизованных опилок на реальном объекте были проведены опытно-промышленные испытания на очистных сооружениях ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка». Сорбент массой 800 граммов был распределен по поверхности нефтеловушки (рисунок 3), производительность установки 0,13 м^3/с, начальная концентрация растворенных в воде нефтепродуктов составила 11,47 мг/л, эмульгированных - 797,56 мг/л. Наблюдения проводились в течение 4 часов, в определенные промежутки времени выполнялся отбор проб. Результаты наблюдений представлены в таблице 2 и на рисунке 4.

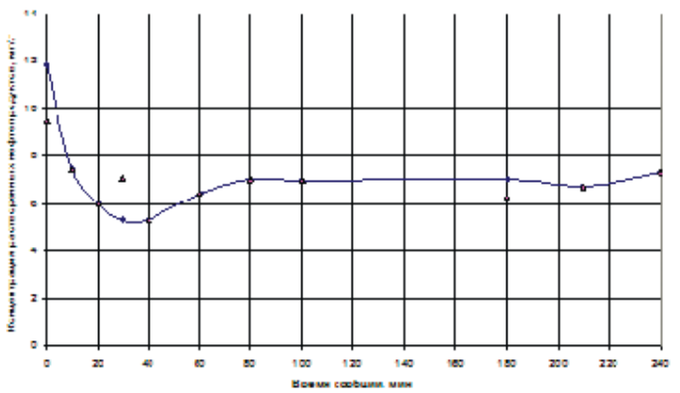
Сорбент достаточно эффективно работал в первые 30 минут эксперимента, при этом эффективность очистки по эмульгированным нефтепродуктам превысила 90%, по растворенным – 50%. Снижение эффективности очистки воды во времени может объясняться снижением сорбционной емкости материала за счет образования нефтенасыщенного слоя на его поверхности при контакте со сточной водой или «проскоком» эмульгированных нефтепродуктов, за счет роста высоты слоя эмульгированной нефти на поверхности воды в процессе проведения эксперимента. Следует отметить, что в последующие 3,5 часа эффективность очистки воды как по растворенным, так и по эмульгированным нефтепродуктам находилась в пределах 40%.

Таблица 2. Эффективность очистки сточных вод от растворенных и эмульгированных нефтепродуктов.

Время, мин	Концентрация эмульгированных нефтепродуктов, мг/л	Эффективность очистки, %	Концентрация растворенных нефтепродуктов, мг/л	Эффективность очистки, %
10	141,25	82,3	7,44	35,1
20	21,449	97,3	6,00	47,7
30	48,152	93,9	5,30	53,8
40	361,55	54,7	5,37	52,8
60	462,89	42,0	6,43	44,8
80	456,52	42,8	7,02	38,8
100	454,58	43,0	7,00	38,8
180	461,67	42,1	7,042	38,6
210	464,33	41,8	6,75	42,2
240	464,77	41,7	7,32	36,2



а)



б)

Рис. 4. Кривые зависимости концентрации эмульгированных (а) и растворенных (б) нефтепродуктов в воде от времени работы сорбента.

Утилизация отработанных сорбентов методом биоразложения, который часто сводится к их захоронению на полигонах, требует оценки способности сорбента удерживать уловленные нефтепродукты в объеме при контакте с грунтовыми водами и эффективности очистки нефтесодержащих почв при аварийной разгерметизации нефтепроводов. Исследования проводились в лаборатории для сорбентов на основе хвойной небеленой сульфатной целлюлозы и целлюлозы злаковых в условиях влажного и сухого грунта, содержание нефтепродуктов в почве определялось в соответствии с методикой [3]. Обработанную сорбентами сухую и влажную почву (соотношение почва/сорбент = 2/1), выдерживали в течение 48 часов, после чего готовили водную вытяжку и выполняли анализ ее состава. Результаты исследований приведены в таблице 3.

Полученные результаты говорят о том, что при обработке нефтесодержащих почв сорбционная емкость для обоих сорбентов достаточно высока, при этом способность терять нефтепродукты под действием грунтовых вод для сорбента на основе целлюлозы соломы значительно ниже, чем для сорбента на основе хвойной небеленой сульфатной целлюлозы. Эффективность очистки практически не зависит от влажности почв для обоих сорбентов и составляет для сорбента на основе хвойной небеленой сульфатной целлюлозы 58% и для сорбента на основе целлюлозы злаковых 80%.

Выводы

1. Сорбенты, полученные в результате гидрофобной обработки отходов целлюлозно-бумажного производства, могут быть успешно использованы для очистки нефтесодержащих сточных вод, при этом наилучшими сорбционными характеристиками обладает сорбент на основе целлюлозы злаковых.

2. Опытно-промышленные испытания показали, что сорбент на основе хвойной небеленой сульфатной целлюлозы эффективно улавливает пленочную нефть с водной поверхности в первые 30 минут работы, в последующее время эффективность очистки воды не превышает 40%.

3. Представляется перспективным применение сорбентов из отходов целлюлозно-бумажного производства для очистки нефтезагрязненных почв, т.к. эффективность удерживания нефти в объеме сорбента достаточно высока (80% для сорбента на основе целлюлозы соломы), по истечении времени сорбент подвергается естественному разложению.

Таблица 3. Состав водной вытяжки при обработке почвы сорбентами.

Исходная концентрация нефтепродуктов, мг/л	Концентрация нефтепродуктов в водной вытяжке, мг/л			Эффективность очистки, %
	Обработанная почва	Смесь почвы и сорбента	Отработанный сорбент	
Сорбент на основе ХНСЦ				
6,81 (влажный грунт)	5,58	3,80	1,92	44,00
8,31 (сухой грунт)	4,30	3,54	2,24	58,00
Сорбент на основе ЦЗ				
6,81 (влажный грунт)	5,58	3,14	1,52	78,00
8,31 (сухой грунт)	4,30	2,90	1,76	80,00

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучин А.В. и др. Способ получения абсорбента для очистки водных поверхностей от загрязнений нефтью, нефтепродуктами и органическими растворителями. Патент РФ №2097123. опубл. 27.11.1997.
2. ПНД Ф 14.1:2:4.128-98 (издание 2012 года), Количественный химический анализ вод. Методика измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных, питьевых, сточных вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02».
3. ПНД Ф 16.1:2.21-98 (издание 2012 года), Количественный химический анализ почв. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в пробах почв и грунтов флуориметрическим методом с использованием анализатора жидкости «Флюорат-02».

REFERENCES

1. Kuchin A.V. et al. A Method of producing absorbent for cleaning water surfaces contaminated by oil, oil products and organic solvents. RF patent №2097123. Publised. 27.11.1997.
2. PND f 14.1:2:4.128-98 (2012 edition), Quantitative chemical analysis of waters. The method of measurement of mass concentration of oil products in samples of natural, drinking and waste water fluorimetric method using liquid analyzer "Fluorat-02".
3. PND f 16.1:2.21-98 (2012 edition), Quantitative chemical analysis of soils. Technique of execution of measurements of mass fraction of oil products in samples of soil fluorimetric method using liquid analyzer "Fluorat-02".

УДК 622.276

Разработка состава на водной основе для очистки внутрискважинного оборудования от асфальтеносмолопарафиновых отложений

А.В. Сюзев – лаборант; А.В. Лекомцев – канд. техн. наук, доцент кафедры;
Д.А. Мартюшев – старший преподаватель
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Введение

В нефтяной промышленности актуальным вопросом является борьба с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО). На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ» более 3000 добывающих скважин. Анализ причин отказа внутрискважинного оборудования показал, что в 76% случаях ремонты скважин в Пермском крае проводят в связи с АСПО [1].

Процесс отложения АСПО носит адсорбционный характер. Образование АСПО на стенках рабочих органов насосного оборудования, насосно-компрессорных труб (НКТ) и выкидных линиях приводит к снижению проходного сечения для движения скважинной продукции в лифтовых трубах, повышению рабочих давлений в системе «пласт–скважина», увеличиваются нагрузки на насосные установки, что приводит к остановкам и отказам [2-4].

Актуальным вопросом является борьба с отложениями парафина на стенках скважинного оборудования и трубопроводах. В зависимости от физико-химических характеристик взаимодействующих фаз (нефть-парафин-поверхность оборудования) выбираются способы борьбы с отложениями асфальтеносмолопарафиновых веществ [5, 6].

Свойства реагента для борьбы с АСПО

Задача подбора реагента для борьбы с АСПО является весьма сложной и трудоемкой в связи с тем, что возникает необходимость подбора составов для определенных условий. В целом, химический реагент для удаления АСПО должен обладать следующими свойствами:

- Совместимость с пластовыми водами.
- Низкое коррозионное воздействие на стенки скважины, НКТ и трубопроводы.
- Высокая степень удаления АСПО.
- Экономическая эффективность в сравнении с другими методами.
- Использование химических реагентов отечественного производства.
- Экологичность.

Таким образом, приоритетной задачей является разработка состава и технологии борьбы с отложениями АСПО при эксплуатации добывающих скважин. Особо актуальным вопросом является разработка состава, позволяющего не только удалять, но и предотвращать образование АСПО на стенках НКТ.

Разработка состава для удаления АСПО

При разработке состава на водной основе для удаления и предотвращения отложений АСПО выбраны реагенты, представленные в таблице 1, которые вне зависимости от совместного или отдельного использования в составе раствора позволят достичь необходимого эффекта [7].

Для проведения лабораторных исследований с учетом минимизации расходов на производство состава

Таблица 1. Характеристика реагентов, которые могут входить в разработанный состав.

Название	Название	Описание	Эффект
Моющие средства, ПАВ	Сульфанол	сыпучий гранулированный порошок от желтого до светло-коричневого цвета	В качестве компонента бытовой химии — для удаления загрязнений с различных поверхностей (в смеси с активными добавками) снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз
	Порошкообразное техническое моющее средство	Порошок от белого до желтого цвета	1.Обезжиривания стальных и чугунных поверхностей 2. Промывка от смазок, масел, промывка стальных деталей от пригаров и многолетних наслоений, промывка оборудования от АСПО
Структуро-образователи, сшиватели	Биополимер ксантановый модифи-цированный	Порошок от белого до кремового цвета	Структурообразователь водных растворов, обеспечивает исключительные выносящую и удерживающие способности. Проявляет псевдопластичные свойства: разжижается на высоких скоростях и образует гель при малых скоростях. Биоразлагаем
	Акриловый полимер	Порошок от белого до светло-желтого цвета	Повышение вязкости водных растворов, инкапсуляция частиц горной породы, парафинов и т.д.
	Полиакрилат натрия	Порошок от белого до светло-желтого цвета	Стабилизация водных растворов, инкапсуляция частиц горной породы, парафинов и т.д.
Смазывающая добавка	Смазывающая добавка	Вязкая жидкость от черного до темно коричневого цвета	Снижение коэффициента трения раствора, предотвращает налипание частиц твердой фазы на поверхности оборудования
Антибактериальная добавка	Бактерицид много-функциональный	Жидкость от светло желтого до светло-коричневого цвета	Предотвращение бактериального разложения, подавляет жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий, вызывающих коррозию оборудования
Антикоррозийный состав	Антикоррозийный порошок, ингибитор коррозии	Растворимая в воде порошкообразная масса белого цвета, любо жидкость темного цвета	Влажная антикоррозийная обработка на основе водного раствора

предложена основа, в которую вошли следующие реагенты: поверхностно-активные вещества (ПАВ); моющее средство; структурообразователь; сшиватель; ингибитор.

Оценка эффективности применения реагентов

В ходе лабораторных исследований определяли отмывающую способность состава на водной основе в сравнении с другими химическими растворителями, применяемыми на месторождениях Пермского края. Для оценки эффективности использовалась скважинная жидкость и парафин с различных нефтяных месторождений Пермского края.

В лабораторных опытах использовались следующие растворители:

1. ФЛЭК Р-017
2. ЭФРИЛ 317 D
3. РАСПО - 3
4. ЭФРИЛ 270
5. РТ1У1 производства НПП Химнефть
6. Разработанный состав на водной основе ДРП (далее по тексту ДРП)

Оценка степени удаления АСПО с металлической поверхности различными растворителями проводилась в соответствии с методикой [8] по следующей схеме. Металлические пластики из Ст.3 размером 3 х 3 очищали, обезжиривали и взвешивали с точностью до 4 знака. Далее проводилось моделирование отложений АСПО на поверхности металлически пластинок и проводилось их повторное взвешивание. После этого образцы помещались на 1 час в растворители. По истечению часа пластинки высушивали в течение суток при температуре 20 °С и взвешивали. По разнице масс определяли степень очистки металлических пластин от АСПО.

Для воспроизведения скважинных условий использовались стальные пластинки, на которых задавалась шероховатость, которая присутствует на насосно-компрессорных трубах (НКТ) и далее моделировалось отложение АСПО по вышеописанной методике.

Эффективность определяется по массе оставшегося парафина на пластинке после взаимодействия с растворителем. Масса парафина на металлической пластинке определяется по формуле:

$$m_{\text{парафина}} = m_{2\text{n}} - m_{1\text{n}} \qquad (1)$$

Масса парафина на металлической пластинке после взаимодействия с растворителем и последующем высушиваем образцов:

$$m_{\text{парафина ост}} = m_{3\text{n}} - m_{1\text{n}} \qquad (2)$$

Эффективность, применяемого растворителя, оценивается по следующей формуле:

$$Эффективность = \left(1 - \frac{m_{парафина\ ост}}{m_{парафина}}\right) \cdot 100\% \quad , \qquad (3)$$

где m_1 – масса пластинок до моделирования АСПО;
m_2 – масса пластинок с моделирование АСПО;
m_3 – масса пластинок с АСПО после взаимодействия их с растворителем.

Таблица 2. Эффективность исследуемых растворителей.

Показатель	Растворитель					
	1	2	3	4	5	6
$m_{\text{пластинки}}$ (г)	2,59	2,57	2,74	2,74	2,95	2,81
m_2 (г)	3,53	3,36	3,53	3,33	3,28	3,63
m_3 (г)	2,97	2,65	2,99	2,85	3,05	2,86
$m_{\text{парафина}}$ (г)	0,94	0,79	0,79	0,59	0,33	0,82
$m_{\text{парафина ост.}}$ (г)	0,38	0,08	0,25	0,11	0,1	0,05
Часть парафина ост. д.ед	0,404	0,101	0,316	0,186	0,303	0,061
Эффективность (%)	59,6	89,8	68,4	81,4	69,7	**93,9**

Результаты проведенных лабораторных исследований представлены в таблице 2.

Лабораторные исследованию показали, что разработанный состав ДРП на водной основе удаляет до 94% АСПО с поверхностей глубинонасосного оборудования. Эффективность разработанного состава является достаточно высокой по сравнению с исследуемыми растворителями, которые применяются на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

На рисунке 1 представлена металлическая пластинка с АСПО до и после воздействия на нее разработанного состава ДРП. Из рисунка 1(б) можно заметить, что разработанный состав ДРП практически полностью удалил АСПО.

Особенностью разработанного состава является то, что отмытые частица АСПО находятся во взвешенном состоянии и не наблюдается их осаждения (рис. 2). Это говорит о том, что в процессе промывки скважины не будет происходит седиментация отмытых частиц АСПО на рабочие органы насоса и на элементы глубинно-насосного оборудования, даже при условии не достижения расчетной скорости восходящего потока.

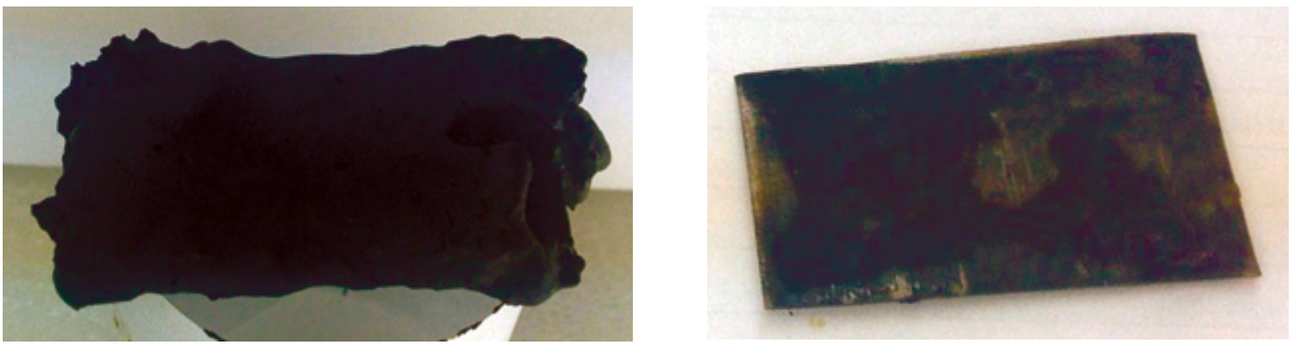
Для каждой скважины пропорции реагентов, входящих в состав ДРП, подбираются индивидуально с целью увеличения эффективности удаления АСПО с поверхности НКТ. Для дополнительной защиты внутрискважинного оборудования возможно применение антибактериальных и антикоррозионных добавок.

Таким образом, проведенные лабораторные исследования показали высокую эффективность удаления АСПО с металлических поверхностей и низкую коррозионную активность разработанного состава ДРП.

Для определения перспективных участков применения состава ДРП на добывающих скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» необходимо провести ранжирование АСПО по содержанию в них органических компонентов. По данной классификации выделяется три типа АСПО:

- асфальтеновый – $П/(А+С) < 1$;
- парафиновый – $П/(А+С) > 1$;
- смешанный – $П/(А+С) \approx 1$.

Данная классификация не совершенна по причине того, что содержание смол и асфальтенов в ней рассматривается



а) б)

Рис. 1. Металлическая пластинка с АСПО:
а) до взаимодействия с составом ДРП; б) после взаимодействия с составом ДРП.

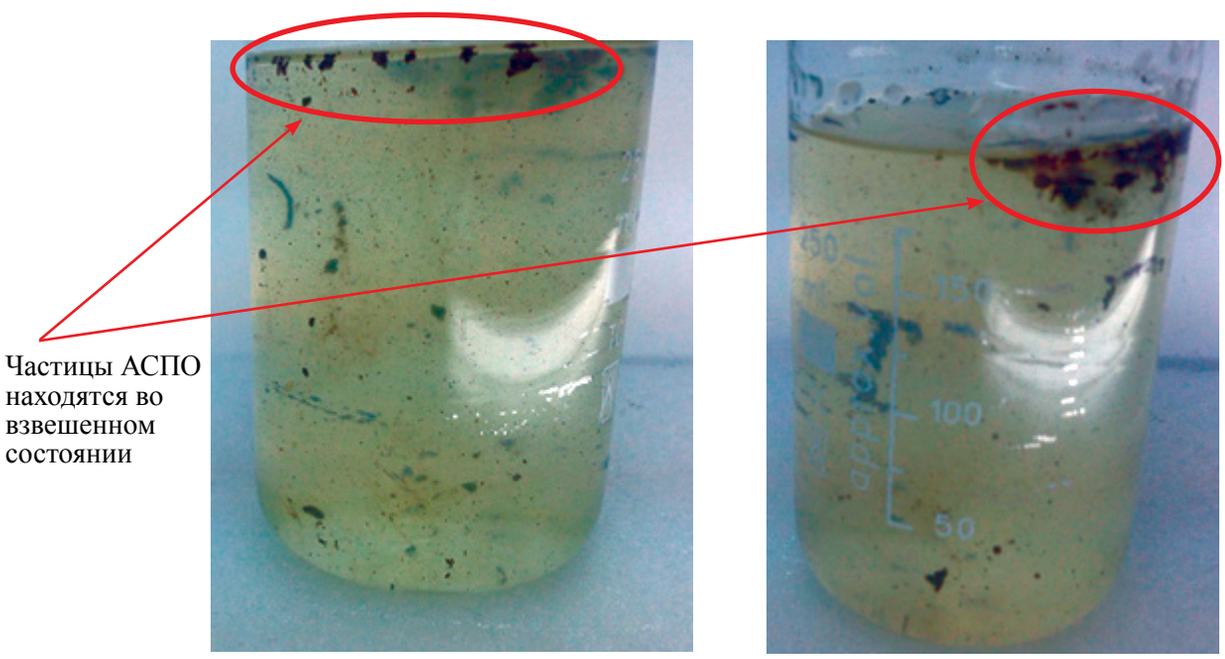


Рис. 2. Раствор ДРП после эксперимента.

в сумме. В работе [9] приводятся параметры суммарного содержание смолисто-асфальтеновых веществ и их соотношение (С/А). Поскольку смолы и асфальтены имеют разное строение и форму молекулы соотношение С/А может играть существенную роль при выборе агента для удаления АСПО [10-13].

При выборе скважин-кандидатов для проведения промывок с целью удаления АСПО необходимо установить численные значения ограничения по описанной классификации и отношению смол к асфальтенам. Также следует ввести ограничение по глубине подвески насоса, для того что бы температура агента в скважине была способна расплавить АСПО по всей глубине лифта.

Разработанный состав ДРП имеет в своем составе ПАВ и поэтому склонен оказывать более сильное воздействие на смолы и парафины, чем на асфальтены. Следовательно, рекомендуется применять разработанный состав ДРП, когда АСПО классифицируются парафинового либо смешанного типа, а отношение смол к асфальтенам должно быть больше 1. Глубина подвески насоса не должна превышать 1500 метров при условии применения динамической промывки [14-16].

Все месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» условно можно разделить на 3 группы по физико-химическим свойствам нефти и геолого-физическим условиям их эксплуатации (рис. 3). Условия применения разработанного состава ДРП, которые описаны выше, предполагают его использование на южной группе месторождений (около 70% всех месторождений, находящихся на территории Пермского края). Основным ограничением использования состава ДРП на северной группе месторождений является глубина подвески насоса (более 1500 км); на ножовской группе месторождений – высокое содержание асфальтенов в составе АСПО.

Рис. 3. Схема выделения групп месторождений Пермского края.

Технология проведения промывки составом ДРП

Технология проведения промывки разработанным составом ДРП на водной основе не отличается от динамической промывки горячей нефтью. Основой для приготовления состава ДРП, может быть, как пресная, так и минерализованная вода. Расход реагента ДРП на 1 м^3 рабочего раствора составляет 30 кг, но может быть изменен исходя из концентрации основного вещества и степени запарафинивания скважины. Время приготовления состава в промысловых условиях составляет 50-60 минут.

Экономическая эффективность

Приготовление 1 м^3 состава ДРП стоит в 2-3 раза дешевле, чем приготовление 1 м^3 углеводородного растворителя и растворителей, применяемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Дополнительный экономический эффект достигается при логистике раствора ДРП - он готовиться непосредственно на скважине.

Экономическая эффективность от применения состава ДРП в сравнении с промывкой горячей нефтью наблюдается в увеличении межочистного периода (МОП) в 1,5-2 раза в зависимости от свойств пластовой нефти.

Достоинством разработанного состава и его экономической эффективностью является сокращение объемов приготовленного состава за счет возможности его повторного использования.

Основные выводы

Таким образом, в данной статье представлены материалы о разработке нового состава на водной основе для удаления АСПО с поверхности глубинно-насосного оборудования, который обладает следующими достоинствами.

- Увеличение МОП.
- Стоимость промывки, по сравнению с известными технологиями, на 40-50% дешевле.
- Транспортировка в сухом виде, приготовление осуществляется на водной основе и непосредственно на скважине.
- Универсальность реагента, возможность применение для удаления АСПО с поверхности оборудования из металла, стеклопластика или полиэтилена, при обводненности добываемой продукции 5-100%.
- Экологичность реагента, все вещества, входящие в состав легко растворяются в воде, экологически безопасны для окружающей среды и человека.
- Для приготовления используются реагенты, которые производятся на территории России.
- Возможность повторного использования.

Тепловые промывки составами на водных основах, благодаря разработке и внедрению в нефтяную промышленность новейших ПАВ и ингибиторов коррозии, в скором будущем, могут стать альтернативой традиционным методам борьбы с АСПО и вытеснить их в последствии из-за своей малой стоимости и высокой экологичности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Сергеева Л.В. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ–Пермь». // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. - №8. – с. 78-79.

2. Fuzmic, E. Ana. Stadies on the influence of long chain acrylic esters polymers with polar monomers as crude oil flow improver additives // Ana E. Fuzmic, M. Radosevie et al // Fuel. – 2008. – №87 – P. 2943–2950.

REFERENCES

1. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., lekomtsev A.V., Sergeeva L.V. The Effectiveness of measures to prevent the formation and removal asphaltene deposits in the operation of oil wells in OOO "LUKOIL – Perm". // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2008. - №8.

2. Fuzmic, E. Ana. Stadies on the influence of long chain acrylic esters polymers with polar monomers as crude oil flow improver additives // Ana E. Fuzmic, M. Radosevie et al // Fuel. – 2008. – №87 – p. 2943–2950.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Hans Jorg Oschrmann New methods for the selection of asphaltenes inhibitors in the field / Hans Jorg Oschrmann // Chemistry in the oil industry. - 2002. – pp. 254-255.
4. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин. Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтено-смолопарафиновых отложений. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
5. Sanchez, J.H.P. Prediction of Phase Behavior of Asfaltene/Micelle/Aromatic Hydrocarbon System / J.H.P. Sanchez, J.A. Masoori // Journal of Petroleum Science and Technology. – 1998. – №16. – P. 377-394.
6. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – Ижевск: 2005. – 254 с.
7. Oh, Kyeongseok. Characteristics of wax gel formation in the presence of asphaltenes / Kyeongseok Oh, Milind Deo // Energy & Fuels. – 2009. – №23. – P. 1289–1293.
8. Патент №2230888 (РФ) Твердый реагент для комплексного воздействия на асфальтено-смолопарафиновые отложения при добыче и транспорте нефти. Рунец С.А., Белоусова Н.В., Южанинов П.М., Фофанов Б.В.. опубл. 20.06.2004. Бол. №17.
9. Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Стоколос О.А. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный технический университет, – 2011. - №2. – с. 250-256.
10. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Нефтепромысловая химия. т. 5 Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. - М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
11. Уойлд Дж. Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов (пер. с анг. Клепинин В.) // Нефтегазовые технологии. -.2009. - №9 – с. 25-29.
12. Шарифуллин А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов // Технологии нефти и газа. – М.: ТУМА ГРУПП, 2007. - №4. - с. 45-50.
13. Гольденберг Н.Г., Жузе Т.П. Влияние поверхностно-активных примесей на кристаллизацию н-парафинов // Коллоидный журнал. М.: Академический научно-издательский, производственно-полиграфический и книгораспространительный центр Наука, 1951. - т. 13. - №3. - с. 175-181.
14. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А. Применение ПАВ в составе растворителей асфальтеносмолопарафиновых отложений // Поверхностно-активные вещества и препараты на их основе : Сб. тез.докл. X конф – Белгород: АНИИПАВ, 2000. - с. 64-65.
15. Исламов М.К. Разработка и внедрение удалителей асфальто-смолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании // автореф. дис. к.т.н. – Спец.05.17.07. – Уфа: УГНТУ, 2005. - 24 с.
16. Коробов Г.Ю., Рогачев М.К. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтегазовое дело. - Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2015. - №3. – с. 162-173.

REFERENCES (ending)

3. Hans Jorg Oschrmann New methods for the selection of asphaltenes inhibitors in the field / Hans Jorg Oschrmann // Chemistry in the oil industry. - 2002. – pp. 254-255.
4. Glushchenko V.N., Silin M.A., Guerin Yu.G. Prevention and elimination asfaltosmesitelnyh deposits. – M.: Interkontakt Nauka, 2009. – 475 p.
5. Sanchez J.H.P. Prediction of Phase Behavior of Asfaltene/Micelle/Aromatic Hydrocarbon System / J.H.P. Sanchez, J.A. Masoori // Journal of Petroleum Science and Technology. – 1998. – №16. – p. 377–394.
6. Kamenshchikov F.A. Thermal dewaxing wells. – Izhevsk: 2005. – 254 p.
7. Oh, Kyeongseok. Characteristics of wax gel formation in the presence of asphaltenes / Kyeongseok Oh, Milind Deo // Energy & Fuels. – 2009. – №23. – p. 1289–1293.
8. Patent №2230888 (RF) Solid reagent for complex influence on asphaltenesresinous deposits in the extraction and transport of oil. Runets S.A., Belousova N.V., Yuzhaninov P.V., Fofanov B. V., published. 20.06.2004. Bol. №7.
9. Ivanova L.V., Koshelev V.N., Stokolos O.A. Investigation of the composition of asphaltene-resin-paraffin deposits of different nature and ways of their utilization // Oil and gas business. – Ufa: Ufa state technical University – 2011. - №2. – p. 250-256.
10. Glushchenko V.N., Silin M.A., Guerin Y.G. Oilfield chemistry. t. 5 the Prevention and removal asfaltosmesitelnyh deposits. – M.: Interkontakt Nauka, 2009. – 475 p.
11. Would George. Chemical treatment for paraffin deposits (translation from English - Klepinin V.) // Oil and gas technology. -.2009. - №9 – p. 25-29.
12. Sharifullin A.V. The Mechanism of removal of oil deposits with the use of composite formulations // Technology of oil and gas. – M.: the TUM GROUPS, 2007. - №4. - p. 45-50.
13. Goldenberg N.G., Josй T.P. Influence of surface-active impurities on the crystallization of n-paraffins // Colloid journal. - M.: Academic research and publishing, printing and knigorasprostranitelej center for Science, 1951. - vol. 13. - №3. - p. 175-181.
14. Glushchenko V.N., Urpalov I.A. The use of surfactants in solvents asphaltene-resin-paraffin deposits // Surface-active agents and preparations on their basis: SB. proc. Dokl. X conference – Belgorod: NIIPAV, 2000. - p. 64-65.
15. Islamov M.K. Development and implementation of removers asphalt-resinous and paraffin deposits in the oil equipment // Avtoref. dis. Ph. D. – Spec.05.17.07. – Ufa: UGNTU, 2005. - 24 C.
16. Korobov G.Y., Rogachev M.K. Study of the influence of asphalt-resinous components of oil on the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits. // Oil and gas business. – Ufa: Ufa state petroleum technological University, 2015, №3. – p. 162-173.

УДК 523.31

Образование Тихого океана

В.И. Иванников – доктор техн. наук, академик РАЕН

Тихий океан относится к наиболее древним океанам Земли. Однако его происхождение остается неясным. На этот счёт есть разные точки зрения и гипотезы. По гипотезе В. Пикеринга Луна образовалась путем вырывания массы из тела Земли в области Тихого океана. В 1911 году Дж. Дарвиным была выдвинута такая же гипотеза. Академик РАН Дмитриевский А.Н., известный геолог, считает чашу Тихого океана восходящим суперплюмом [2].

Не вдаваясь в анализ и разбор высказанных гипотез образования Тихого океана, автор предлагает свою версию и некоторые факты её подтверждающие.

Суть этой версии заключается в столкновении Земли с крупной кометой на рубеже палеозойской и мезозойской эр (245–250 млн. лет назад). Удар кометы был сравнительно «мягким», но тяжелым для Земли, ось которой получила наклон в 23,5°. Масса кометы могла быть, согласно расчетам В.С. Софронова [8], около 1/1000 от массы Земли. Следовательно, поперечник ядра кометы мог быть до 1000 км, а кома (ледяная шуба) с учетом рассеяния её внешней части в атмосфере могла достигать 10000 км.

Скорее всего, удар был косым с северо-запада на юго-восток по направлению вращения Земли. Стадии «мягкого» удара кометы с деформацией её комы показаны на рис. 1 а, б, в.

О направлении удара дает представление карта Матцумото (рис. 2).

При столкновении гигантского «грязного снежка» с поверхностью Земли, ложе Тихого океана испытало депрессию (уплотнение и прогиб). Снеговая шуба, покрывающая твердое ядро кометы, рассыпалась и раскатилась в виде снежной волны по поверхности земного шара.

Депрессия акватории Тихого океана вызвала расколы земной коры, которые ныне относят к трансформным разломам (разломы Кларион, Молокаи, Меррей, Пайонир, Мендосино, Сервейер и др. – см. карту на рис. 3 а, б).

Палеомагнитная стратиграфия отражает нанесение травматического удара по Тихому океану в прошлом, после чего ложе океана расширилось и заполнилось новыми покровами базальтовой магмы, возраст которой указан на рис. 4.

Контур депрессии определяется существующими глубоководными желобами у побережий Азии и Америки (рис. 5).

Подобных желобных ущелий мы не находим в других местах планеты. Кроме желобов Пуэрто-Рико и Южно-Сандвического в Атлантическом океане и Зондского в Индийском океане все остальные принадлежат Тихому океану (табл. 1).

Вещественный состав тела кометы найти не представляется возможным. Твердое ядро кометы рассыпалось на мелкие частицы в огромном океане и о нём можно судить лишь по крупицам, добываемым путем драгирования дна океана.

Привнесенная кометой кома также рассеялась в мировом океане и атмосфере. В настоящее время, по данным М.И. Львовича, общий баланс кругооборота поверхностных вод в грубом приближении таков: приход (осадки) 525 100 куб. км – расход (испарение) 525 100 куб. км.

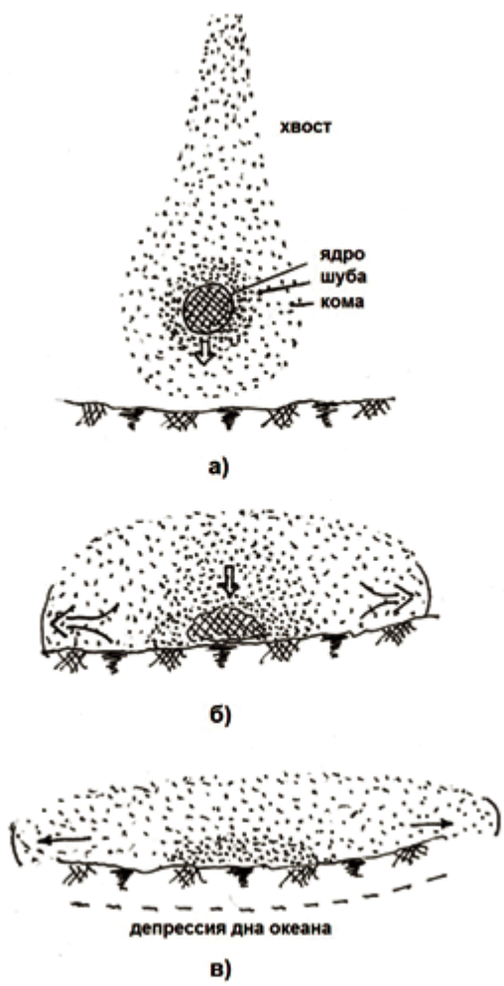


Рис. 1. Стадии «мягкого» удара кометы с деформацией её комы.
а) – подлёт кометы;
б) – удар кометы о дно океана;
в) – растекание водо-льдистой пылевой массы кометы.

Рис. 2. Позднемезозойская палеографическая карта Тихого океана (по Матцумото, 1967), показывающая краевые части орогенной системы, окружающей Тихий океан, и поднятие океанических вулканов.
1 – континент; 2 – горы; 3 – геосинклинали;
4 – океанические вулканы; 5 - окаймляющие архипелаги;
6 – система сбросов.

Через глубинные разломы земной коры и её дислокации сопоставимая доля воды ушла в недра и была связана породами верхней мантии.

Недавно канадские исследователи [10] из университета Альберты рассчитали количество химически связанной воды в горных породах верхней мантии, содержащих рингвудит (на глубине 400–600 км) и оценили её объём, который оказался равен трём мировым океанам, существующим на поверхности планеты. Кстати раньше минералы рингвудита (где около 1,5% молекул воды) находили только в метеоритах.

Из этого следует, что воды на Земле кратно больше, чем мы знаем. Другой вопрос: откуда она взялась? Мы предполагаем, что из Космоса, где её много. Прибавляя к кометной гипотезе появления воды на Земле иную версию образования самой Земли, получаем более цельную и обоснованную картину оводнения нашей обители.

Иная версия образования Земли и её соседей состоит в том, что пра-Земля, пра-Меркурий, пра-Венера и пра-Марс имели при зачатии своих ядер зародыши в виде железной горячей капли, на которую аккумулировалась газопылевая материя из солнечной небулы. «Склеивание» планетезималей (по О.Ю. Шмидту) предопределяет для геологов отдачу воды изнутри. Если же Земля начиналась с «затравки», то вода могла быть привнесенной извне, а проникая внутрь, там создавать гидратированные породы. Вполне равноправная гипотеза (геологически более правдоподобная, чем выпаривание недр планеты).

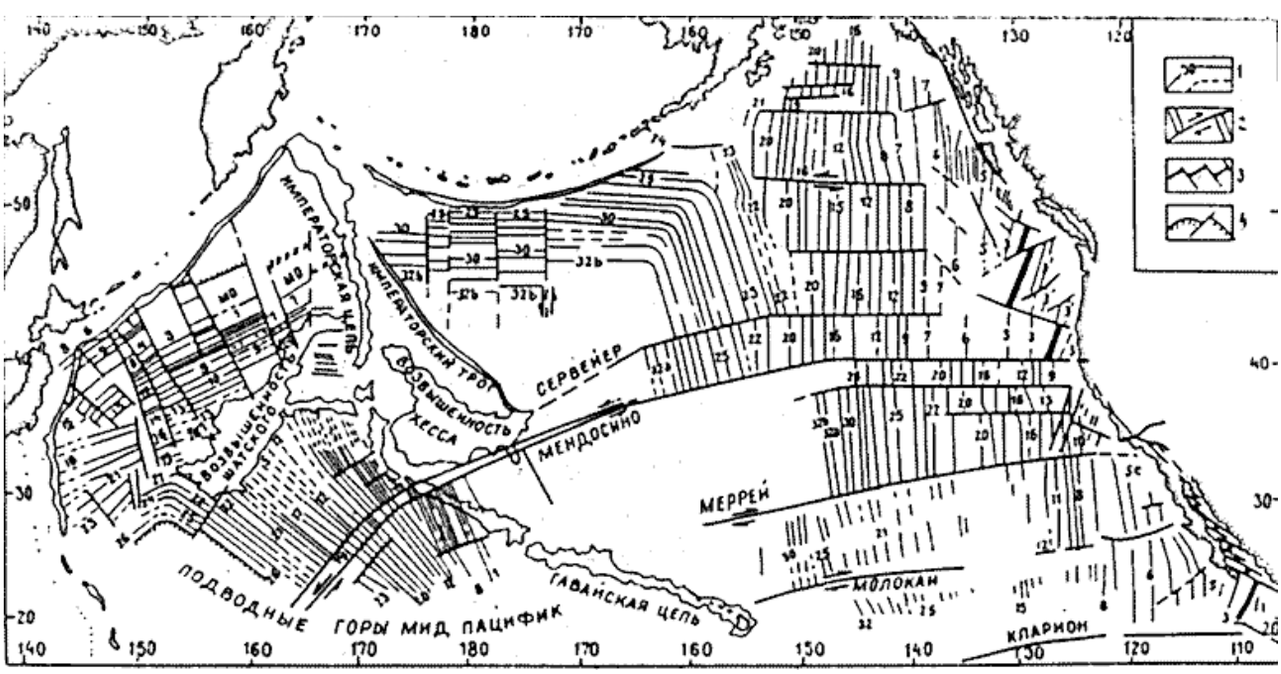


Рис. 3 а. Карта линейных магнитных аномалий северной части Тихого океана (по т.Хильде, Н. Исезаки и Дж. Вагерману (1976 г.).
Стрелки на зонах разломов указывают направления смещения аномалий, а не движения коры по разломам. Показаны также зоны спокойного магнитного поля.
1 – магнитные аномалии и их номера (в японско-гавайской группе аномалий M1-M29 для удобства опущена буква M);
2 – трансформные разломы и направление смещений;
3 – современный спрединговый хребет;
4 – граница зоны спокойного магнитного поля.

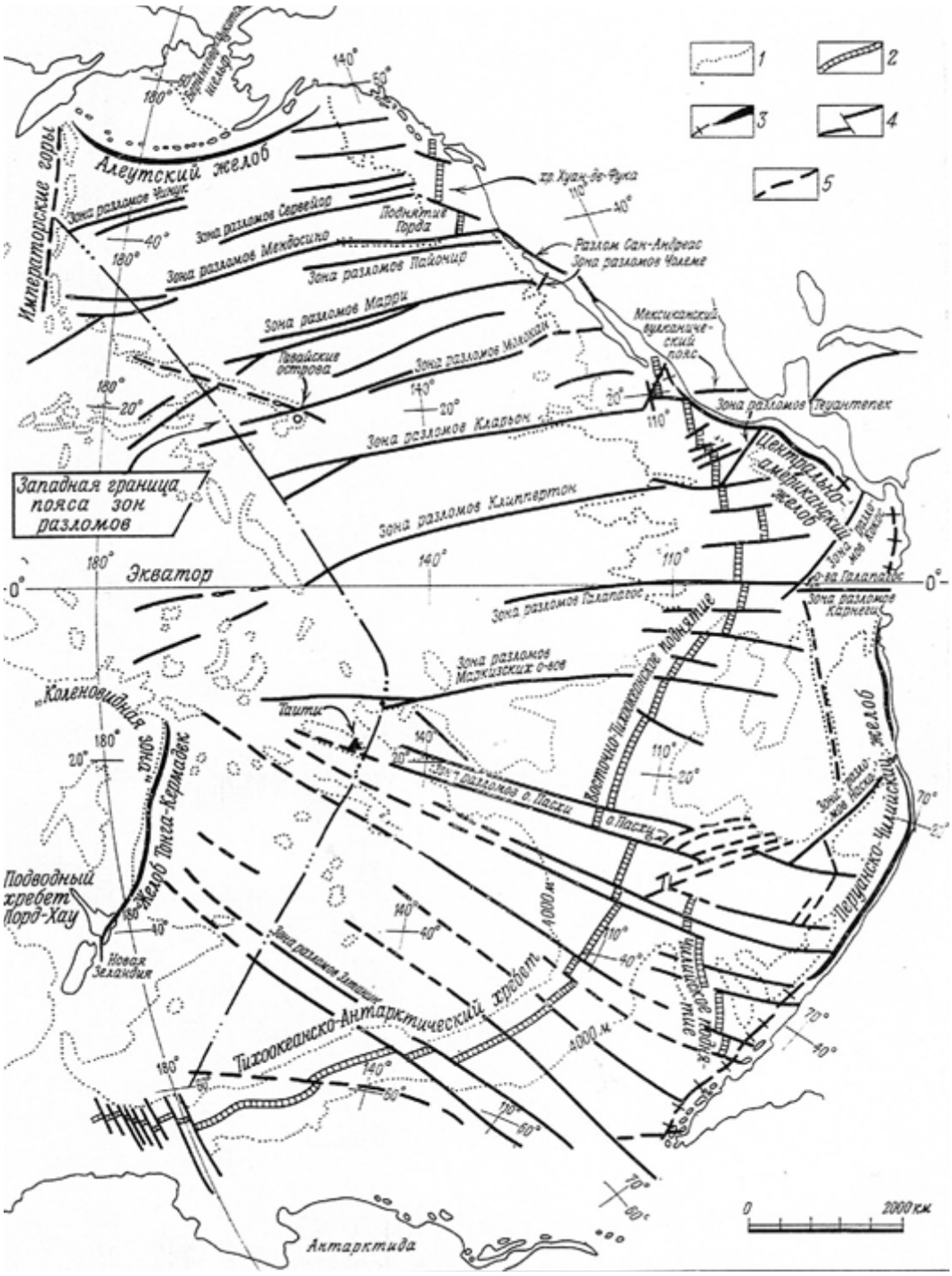


Рис. 36. Крупные зоны разломов Тихоокеанского бассейна
Следует обратить внимание на конвергенцию в западном направлении (район Тонга - Фиджи - Соломоновы острова – Новая Каледония (Menard, 1967; Herron, Hayes, 1969; Hayes, Pitman, 1970; Menard, Chase, 1971).
1 – изобата 4000 м; 2 – гребень срединно-океанического хребта;
3 – желоб; 4 –зона разлома; 5 – предполагаемая зона разлома.

Комета, о которой мы ведем речь, была не единственной в истории Земли. Кометы прилетали к нам и ранее и позднее, пополняя запас воды на нашей планете, но эта, которая упала в Тихий океан, была уникальной по размеру. Её удар возбудил вулканическую деятельность по всему периметру т.н. «огненного кольца», а также породил множество вулканов на дне Тихого океана.

Не исключено, что в результате удара от материка Азии были оторваны Японские острова, Филиппины, острова Индонезии. Островные дуги Ти-хого океана, к которым относятся Алеутские острова, Курилы, Япония, острова Рюкю, Филиппины, имеют странно выгнутую в сторону океана форму. В других местах подобных островов нет. Все они сопряжены с желобами, которые расположены на океанской стороне дуги (рис. 6 и 7).

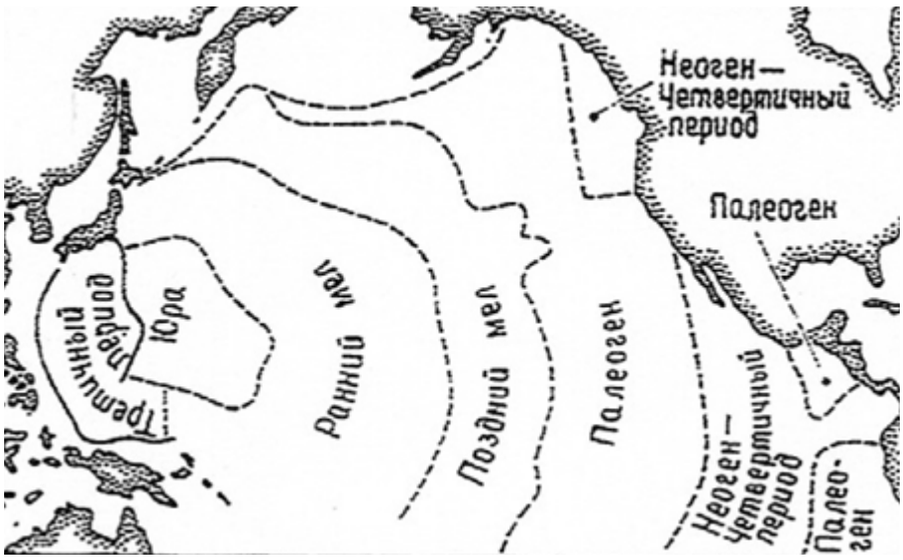


Рис. 4. Время формирования фундамента (изверженные горные породы) на дне Тихого океана.

Рисунки взяты из книги С. Уеда [9], где он полагает, что японские острова были отделены от Азиатского материка и этим объясняет появление окраинных морей: Охотского, Японского, Восточно-Китайского, Филлипинского. Чтобы такое произошло, нужна стрессовая ситуация, о которой собственно мы ведём рассказ.

О депрессии дна Тихого океана говорит тот факт, что в конце пермской эпохи и в начале триаса произошло регрессивное отступление мирового океана. В результате осушилось 32 млн. км^2 площади континентов. Огромная чаша океана площадью 361 млн. км^2 со средней глубиной 3800 м, вмещающая сейчас объём воды 1342 млн. км^3 (94% всей гидросферы) должна была заполниться. Ранее океан был мелкий и фрагментарный, депрессия оставила нам лишь острова и положительные аномалии силы тяжести на дне океана. Как известно (Белоусов В.В., 1954 г.) из исторической геологии максимум регрессии мирового океана сменился трансгрессией, прогрессирующей от перми до палеогена 170 млн. лет.

В.В. Орленок в своей книге «История океанизации Земли» [5] относит образование мирового океана к середине мела, предполагая, что наша планета в это время стала интенсивно извергать воду из себя, повторяя общепринятое мнение о дегидратации недр земного шара. Это заблуждение от планетезимальной гипотезы О.Ю. Шмидта, которая остается (к сожалению) базовой для геологов.

Однако главным событием прилета кометы была гибель животного и растительного мира нашей планеты, т.н. «пермско-триасовое побоище». Почти полное и безвозвратное вымирание живых существ (на 95%), особенно морской биоты, от «мягкого» удара кометы имело место в истории Земли именно как катастрофическое событие.

Выше мы указали приблизительные размеры кометы. Подобная глыба, летящая со скоростью 20 км/сек, произвела бы выброс энергии в 10 000 раз превосходящей все современные атомные запасы.

Кроме всех прочих потрясений она (кома кометы) растекаясь по поверхности Земли, сильно опреснила воды Мирового океана, что объясняет гибель морских микроорганизмов. Известно (Ю.А. Богданов и др., 1978 г.), что снижение солености океанских вод всего на 10% является причиной экологической катастрофы, когда из состава фауны могли исчезнуть частично или полностью многие группы живности. Это вызывается осмотическим разрывом клеток морских организмов (согласно авторским исследованиям осмоса).

Вымирание предшествующей фауны должно было возместиться новыми видами, что и произошло в последующие эпохи.

Соленость Тихого океана до сих пор остается пониженной 35,9–36,9 0/00 (промилле). Атлантический океан имеет 37,9 0/00, хотя в него впадают четыре самых полноводных реки: Амазонка, Миссисипи, Конго, Ла-Плата.

Согласно Казанскому Ю.П. (1976 г.) современный солевой состав воды океанов, включая отношения между катионами и анионами, был приобретен в пермском периоде около 250 млн. лет назад.

Веер трансформных разломов коры на дне Тихого океана и их ориентация (см. рис. 4), а также огибающая конфигурация ветви глобального океанического рифта невольно наводят на запечатленную картину удара в ложе бывшей акватории (территории) Тихого океана.

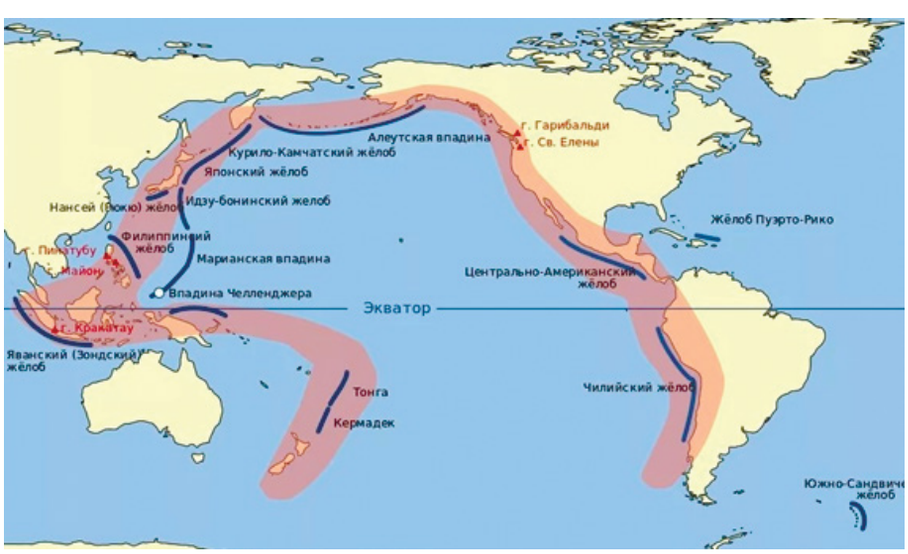


Рис. 5. Глубоководные желоба у побережий Азии и Америки.

Таблица 1. Глубоководные желоба океанов.

Название глубоководного желоба	Наибольшая глубина желоба, м	Протяжённость желоба, км	Средняя ширина желоба, км
Глубоководные желоба Тихого океана			
Марианская впадина	11022	1340	59
Желоб Тонга	10882	860	78
Филиппинский желоб	10265	1330	65
Желоб Кермадек	10047	1270	88
Идзу-Бонинский желоб	9810	1030	82
Курило-Камчатский желоб	9717	2170	59
Японский желоб	8412	680	59
Чилийский желоб	8180	2690	64
Алеутский желоб	7855	3570	64
Желоб Рюкю (Нансей)	7790	603	38
Перуанский желоб	6601	1340	61
Центральноамериканский Желоб	6639	2530	34
Желоб Витязя	6150	870	11
Глубоководные желоба Атлантического океана			
Желоб Пуэрто-Рико	8742	1070	87
Южносандвичев желоб	8264	1380	70
Желоб Романш	7856	230	90
Глубоководные желоба Индийского океана			
Зондский (или Яванский) желоб	7729	2900	49
Восточно-Индийский желоб	6335	1244	45

Колоссальный объем тонкой лессовой глины, покрывающей горы Китая слоем до 50 м, которую выносит в море знаменитая река Хуанхэ, не мог иначе там появиться, как от гигантской волны, смывшей свежие океанические осадки и выплеснувшей их на материковую сушу. Видеть воочию эти горы в глиняной оправе автору довелось в районах провинции Нинь-Ся. Есть версия, что лёсс, покрывающий горы в провинциях центрального Китая, это плодородный слой пыли, нанесенной ветрами из пустыни Гоби. Однако такая версия не имеет под собой убедительного обоснования.

Тихий океан олицетворяет голубой облик нашей планеты, занимая 1/3 часть её поверхности. Ни одна из близких к Солнцу планет не имеет такого количества воды, хотя условия их образования не должны были разительно отличаться.

Вода, как известно, может пребывать в твердом, жидком и газообразном состоянии. Её невероятно много в космическом пространстве. В кометном поясе Оорта на периферии Солнечной системы количество льдистой воды не поддается даже грубой оценке. Периодические кометы «подзаряжаются» там, приносят на себе к Солнцу огромные водяные «шубы» (см. рис. 8) и распыляют их в виде хвостов.

В геологии принято считать, что вода поступает через вулканизм из недр Земли. Это так и есть, но вовсе не значит, что Земля рождает воду только внутри себя. Может быть два допущения:

1) вода образуется за счет выноса водорода из ядра Земли, продуктом которого она является на поверхности планеты [4];

2) вода была привнесена извне, проникла под земную кору и теперь выносится через вулканизм на поверхность. Так трактует роль воды С.М. Григорьев [1], называя её «скульптором лика земного».

Автор находит кометную версию оводнения нашей планеты более приемлемой, а рождение Тихого океана результатом столкновения Земли с большой кометой в пермско-триасовый период времени приблизительно 245-250 млн. лет назад.

При таком стечении обстоятельств и развитии событий в Тихом океане нельзя исключить, что мнимая комета принесла (в своем теле по теории панспермии) биоматериал, из которого впоследствии (в юре) размножились динозавры (см. табл. 2). Эту идею в своё время высказал В.И. Вернадский, связывая её с отделением Луны от Земли и возникновением впадины Тихого океана. Сегодня отрыв Луны от Земли остается недоказанным, но гипотеза панспермии продолжает жить и укореняться.

Палеонтологи числят происхождение динозавров от текодонтов в среднетрисовую эпоху (около 230 млн. лет назад), т.е. вскоре после пермско-триасовой катастрофы. Были даже находки заполярных поселений динозавров на Аляске, что косвенно указывает на удар, от которого ось Земли наклонилась.

Сила тяжести на ранних этапах развития Земли (существенно меньшей по объёму) была больше и убывала по мере потери водорода из ядра. Примерно по разным расчетам в катархее (4 млрд. лет назад) радиус Земли составлял около 1/3 от современного значения, а затем постепенно увеличивался. Стресс от удара кометы вызвал небывало резкую дегазацию астеносферы и

Рис. 6. Островные дуги западной части океана.

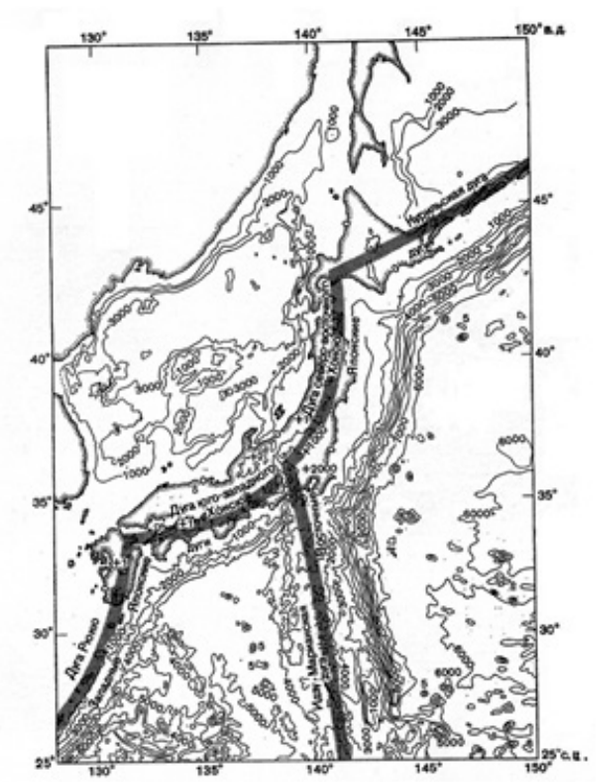


Рис. 7. Топография Японских островов и окружающих районов (изолинии проведены через 1000 м) и группирование островов в остродужные системы.

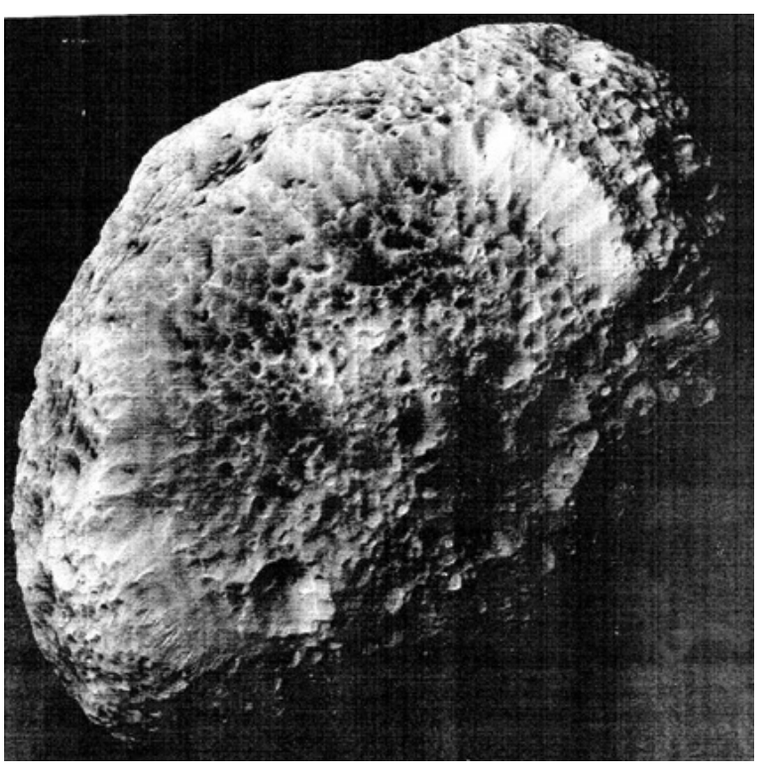


Рис. 8. Комета – это грязный лёд. Хвост у кометы образуется только при непосредственной близости с Солнцем. Вдали от этого небесного светила кометы представляют собой ледяные, тёмные объекты.

интенсифицировал вынос водорода из мантии, поэтому, начиная с триаса, сила тяжести значительно ослабела, вследствие чего в юре появились на Земле гигантские динозавры.

Пермско-триасовая катастрофа столкновения кометы с Землей открыла мезозойскую эру. Земная ось вращения накренилась, орбита Земли сместилась на немного ближе к Солнцу, скорость вращения (смена дня и ночи) несколько увеличилась. На Земле буйно расцвела жизнь: размножились животные и растительные виды. В опресненной воде океанов резко возросло обилие пищевых ресурсов. Захоронение биодетрита полноводными реками создало условия для нефтеобразования на суше и в акваториях морей. Юра была самой плодотворной для образования нефтяных залежей в осадочном комплексе пород земной коры.

Пресная вода, привнесенная кометой, давала большие урожаи на суше, что служило кормовой базой для появления и развития динозаврии. Эти особи животного мира достигали веса до 20 т, т.е. должны были слишком много есть. Их благополучное существование продолжалось до того как пищевая база резко сократилась и пресная вода ушла из внутренних водоемов вглубь Земли.

Характерно также то, что пластовые отложения пермских солей во внутренних водоемах на континентах содержат количество соли, эквивалентное 10% всех солей мирового

Таблица 2. Геохронологическая шкала и основные события истории биосферы.

Хронологические подразделения			Радиометрические дата, лет. назад	Основные события
Эон	Эра	Период		
Фанерозойский	Кайнозойская	Четвертичный	2	Homo sapiens
		Неогенный	28	Гоминиды
		Палеогенный	63	Расцвет млекопитающих
	Мезозойская	Меловой	145	Великое вымирание динозавров Первые цветковые растения
		Юрский	210	Расцвет динозавров Первые птицы
		Триасовый	255	Динозавры, первые млекопитающие
	Палеозойская	Пермский	280	Крупное вымирание морской фауны
		Карбоновый	360	Леса, насекомые, пресмыкающиеся
		Девонский	415	Амфибии
		Силурийский	465	Наземные растения и животные
		Ордовикский	520	Примитивные рыбы
		Кембрийский	590	Многочисленные морские скелетные организмы
Криптозойский	Протерозойская	Вендский	670	Эдиакарская фауна
			2000	Следы ползания многоклеточных животных. Проблематичные пеллеты
			2600	Первые фотоавтотрофные эукариоты
	Архейская		3500	Экосистемы прокариот
			3800	Первые прокариоты
				Начало геологической истории

океана. Это указывает нам, что ранее (до катастрофы) воды были более засолонены.

Последствия встряски планеты были весьма значительными и проявились потом.

Россыпь вулканов на дне Тихого океана показана на рис. 9.

Тихоокеанское огненное кольцо содержит 526 вулканов, из них 328 извергались в историческое время. Кольцевой тихоокеанский пояс землетрясений показан на рис. 10.

Императорские горы и Гавайский вулканический хребет (рис. 11) появились не случайно. Зоны разломов коры Тихого океана и их ориентировка, а также выходы офиолитовых пород тоже не случайны.

Б.А. Воронцов-Вельяминов в своей книге «Лаплас» (1985 г.) приводит снимок реальной частицы космической пыли (рис. 12). Такие частицы распыляет хвост кометы и такие частицы были обнаружены как бентонит-гидролизованный туффит на большой площади в пределах нескольких китайских провинций (Yang et. al.,1995).

В 2001 году группой американских исследователей под руководством Л.Э. Бекер, изучавших пограничные пермотриасовые отложения южного Китая и Японии, были выявлены молекулы инертных газов, входящие в состав присутствующих в этих отложениях сложных углеводородных полимеров фуллеронов. По мнению Л.Э. Бекер они могут быть остатками кометы.

Хвосты наблюдаемых комет приведены на рис. 13 и 14, они демонстрируют масштабы распыления молекул воды и микрочастиц в пространстве. При своем движении вблизи Солнца комета выбрасывает из себя несколько миллионов тонн водяного пара и газов и около миллиона тонн пыли в сутки.

Нам, живущим на Земле, следует неустанно благодарить Юпитер и его собратьев (Сатурна, Урана, Нептуна) за то, что они, как сторожевые псы, перехватывают своим полем тяготения большие кометы, притягивают и дробят их, образуя нимбы (кольца) вокруг себя. И лишь изредка пришельцам удается прорваться в ближний круг планет у Солнца.

Похоже, что и некоторые планеты ближнего круга, например Марс, вращают вокруг себя «раздетые» ядра комет (Фобос и Деймос). Так что вода на Марсе была или есть, но внутри него.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая читателю гипотеза рождения Тихого океана с геологической точки зрения не противоречит многим известным фактам и опубликованными версиями. Эта встреча с кометой не была в полном смысле катастрофой для Земли, но она оказала поворотное влияние на развитие биосферы нашей планеты, оводнив её и заселив новым составом живых организмов.

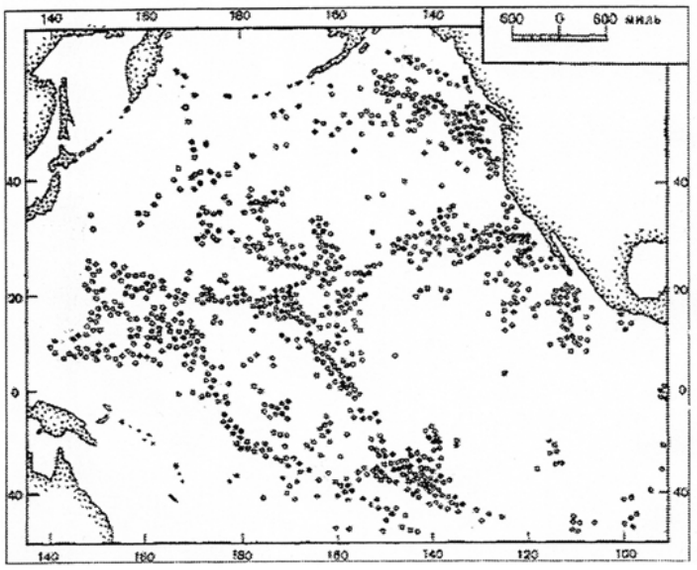


Рис. 9. Вулканы на дне Тихого океана.

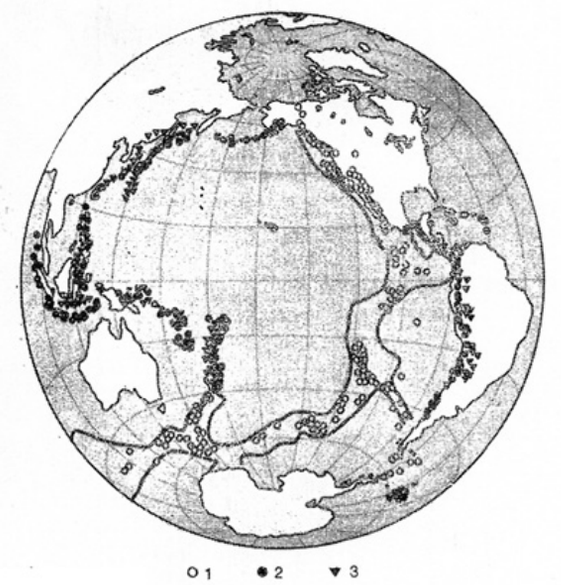


Рис. 10. Кольцевой тихоокеанский пояс, разорванный Восточно-Океанским поднятием (R.W.Girdler, Research note – How genuine is the Circum – Pacific belt?, Geophys, J., 8, p. 537. 1964.)
1 – мелкофокусные землетрясения;
2 – промежуточные землетрясения;
3 – глубокофокусные землетрясения.

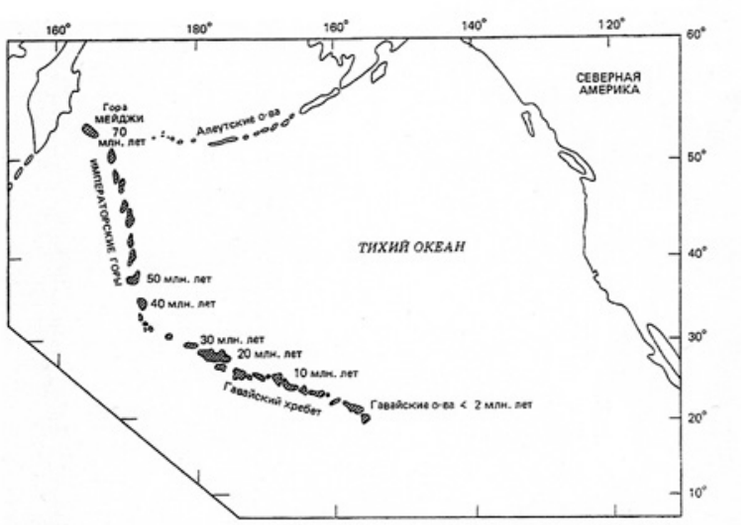


Рис. 11. Возраст островов и подводных гор (в млн. лет) Гавайско-Императорской вулканической цепи.

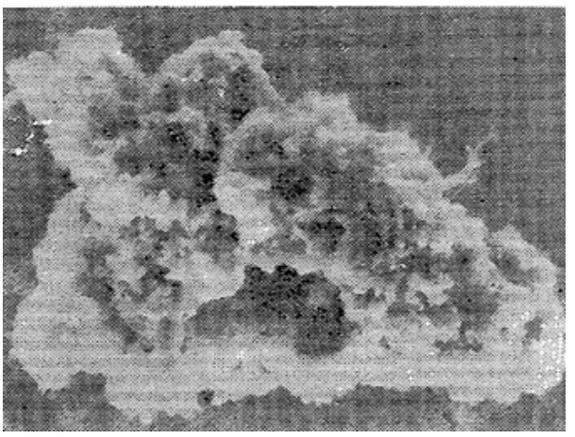


Рис. 12. Частица космической пыли размером менее 0,1 мм.

ПОСЛЕСЛОВИЕ

Здесь автор посчитал уместным дать пояснения космогонического аспекта данного выше тезиса о зарождении планет Солнечной системы, отрицая гипотезу О.Ю. Шмидта, которая служит до сих пор отправной аксиомой для геологов.

Опуская историю и подробности возникновения Солнечной ассоциации, приведём схему собственной концепции с краткими замечаниями (см. рис. 15).

Прама (Праматерь) была второй звездой (но уже основательно выгоревшей) в тесной связке с молодой звездой Солнцем. Солнце ранее перетянуло на себя её оставшуюся газовую оболочку (см. рис. 16) и саму звезду ближе к себе примерно на орбиту Урана.

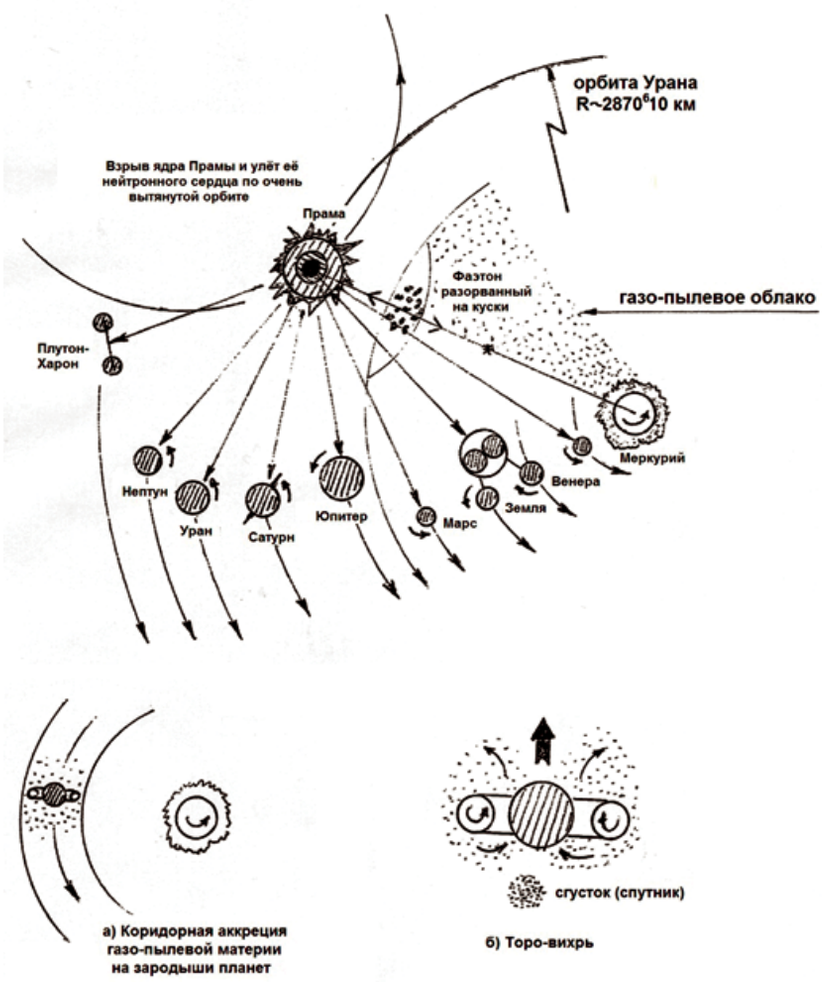
В тот момент, когда Солнце полностью захватило у Прамы водородно-гелиевую атмосферу, тело Прамы фактически стало планетой, состоящей из твердого вещества (рис.17 а, б). Но это все-таки была не планета, а ядро бывшей звезды. Оно оказалось в неустойчивом состоянии и поэтому взорвалось, так закончив свою звездную жизнь. Субстанция, из которой состоит наша планета внутри и снаружи, есть прах той звезды, какую мы никогда не видели и не увидим, но сердце её где-то кружит вдали от нас.

Железные фрагменты взрыва ядра Прамы в капельном виде послужили зародышами планет Солнечной системы. Вследствие косого разлета фрагменты ядра были

Рис. 13. Комета Мркоса, 1957 V. Хорошо видны хвосты кометы.

вовлечены полем тяготения Солнца в орбитальное движение, а потом, собрав пыль и газы, превратились в планеты ближнего круга (Меркурий, Венера, Земля, Марс).

Рис. 14. Отрыв плазменного хвоста кометы Галлея (снимок получен С.И. Герасименко на 40-сантиметровом астрографе Цейса в Гиссарской астрономической обсерватории 6 января 1986 г.).



Неудачная судьба сложилась у Фаэтона - его разорвало при взрыве на куски пересекающимися полями тяготения остатка Прамы и Солнца в одной из точек Лагранжа, поскольку отлет его зародыша находился на прямой между центрами ядра Прамы и Солнца. Теперь это пояс астероидов между орбитами Марса и Юпитера («каменоломня» Солнечной системы).

Сердце Прамы в виде нейтронного сгустка улетело из солнечной связки за счет реактивной отдачи импульса от взрыва. Оно получило свою новую орбиту, продолжая обращение по очень вытянутому эллипсу вокруг общего центра тяжести с Солнцем примерно за два световых года. Приближаясь на минимальное расстояние к Солнцу нейтронное сердце Прамы вносит гравитационное возмущение в динамику Солнечной системы планет, вызывая хаос в кометном поясе, что периодически создает бомбардировку

Рис. 15. Схема формирования планет в Солнечной системе.
* ядра Венеры и Земли разделились из общей капли, поэтому планеты вращаются в разные стороны.

Рис. 16. Белый карлик двойной звезды перекачивает лёгкое вещество красного гиганта.

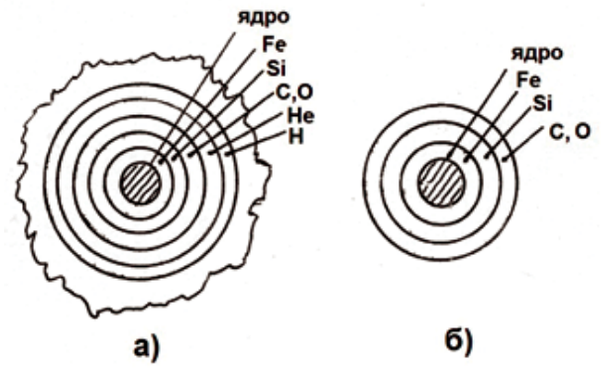


Рис. 17. Схемы строения звёзд
а) - общепринятое внутреннее строение звёзд;
б) - ядро выгоревшей и «раздетой» массивной звезды на зрелой стадии эволюции.

Земли с катастрофическими последствиями для жизни её обитателей. Регулярность таких катастроф за последние 500 млн. лет с периодом 27 млн. лет была высчитана Эдрианом Мелотом и Ричардом Бэмбахом (версия возвращения Немезиды).

Солнечный ветер выдул туман газов и молекул воды на периферию. Часть этого ветра аккумулировали на себя зародыши планет-гигантов: Юпитер, Сатурн, Уран, Нептун и их спутники. Большая часть газо-водяных отторжений удалилась в кометный пояс Оорта, где «подзаряжаются» периодические кометы.

Зародыши ближних планет, вовлеченные Солнцем в орбитальное кружение, собирали пыль и туман в коридорах своих орбит (рис. 15 а), наращивая объёмы (мантии) по схеме торо-вихрей (рис. 15 б). Похожий очищенный коридор у звезды Lk.Ca 15b приведен на рис. 18. Таким путем (по мнению автора) формировались и формируются планетные образования в связках двойных разновозрастных звезд.

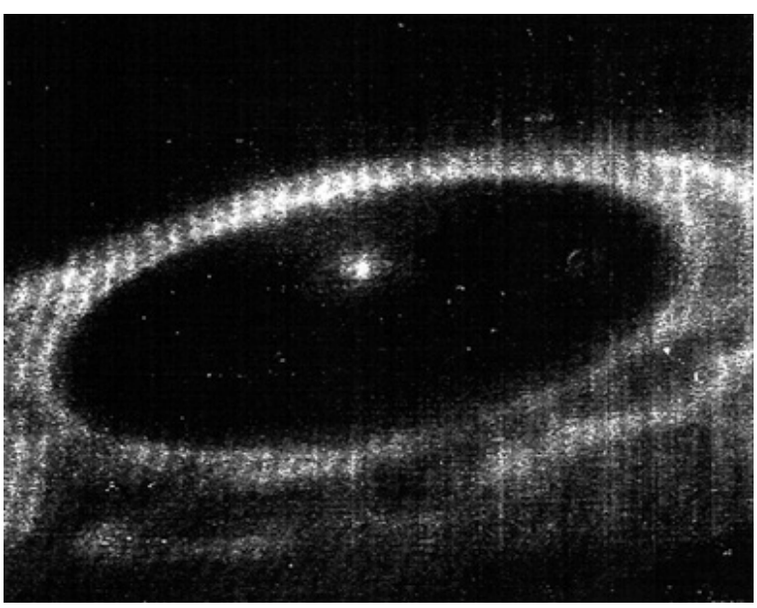


Рис. 17. Газовый гигант Lk.Ca 15b только начинает формироваться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьев С.М., Емцев М.Т. Скульптор лика земного. - М.: Мысль, 1977. – 191 с.
2. Дмитриевский А.Н. Глобальная динамика Земли // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. - №5. - с. 17-19.
3. Журавлев А.Ю. До и после динозавров. - М.: Вече, 2006. – 352 с.

REFERENCES

1. Grigoriev S.M., Emtsev M.T. Sculptor the face of the earth. - Moscow: Mysl', 1977. – 191 p.
2. Dmitrievsky A.N. The global dynamics of the Earth // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields – M.: PJSC "VNIIOENG", 2002. - №5. - p. 17-19.
3. Zhuravlev A.Yu. Before and after the dinosaurs. - M.: Veche, 2006. – 352 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. Иванников В.И. Теория Земли. Часть 1 – Ядро // Электронный журнал «Глубинная нефть» - М.: Турзиев Ахмет Иссакович, 2013. - т. 1 - №12 - с. 1935-1951.
5. Орлёнок В.В. История океанизации Земли. – Калининград: Янтарный сказ, 1998. – 248 с.
6. Пущаровский Ю.М. Происхождение Тихого океана. // Природа. – М.: Президиум РАН, 1979. - №8 - с. 38-43.
7. Резанов И.А. Великие катастрофы в истории Земли. М.: Наука, 1980. – 191 с.
8. Софронов В.С. Эволюция допланетного облака и образование Земли и планет. – М.: Наука, 1969.
9. Уеда С. Новый взгляд на Землю (пер. с англ.) - М.: Мир, 1980. – 213 с.
10. Pearson D.G., Brenker F.E., Nestola F., McNeill J., Nasdala L., Hutchison T., Matveev S., Mather K., Silversmit G., Vekemans B., Vincze L. Hydrous mantle transition zone indicated by ringwoodite includet within diamond NATURE 507,221-224 [13 March 2014].

REFERENCES (ending)

4. Ivannikov V.I. Theory Of The Earth. Part 1 – // Electronic journal "Deep oil" - M.: Terziev Ahmet Isakovic, 2013. - vol. 1 - №12 - pp. 1935-1951.
5. Orlenok V.V. History of oceanization of the Earth. – Kaliningrad: Yantarny Skaz, 1998. – 248 p.
6. Pushcharovsky Yu.M. Origin of the Pacific ocean. // Nature. – M.: the Institute, 1979. - №8 - p. 38-43.
7. Rezanov, I.A. the Great catastrophe in Earth's history. M.: Nauka, 1980. – 191 p
8. Sofronov V.S., Evolution of protoplanet clouds and the formation of the Earth and planets. – M.: Nauka, 1969
9. Ueda S. A new view of the Earth (transl. from English). - M.: Mir, 1980. – 213 p.
10. Pearson D.G., Brenker F.E., Nestola F., McNeill J., Nasdala L., Hutchison T., Matveev S., Mather K., Silversmit G., Vekemans B., Vincze L. Hydrous mantle transition zone indicated by ringwoodite includet within diamond NATURE 507, 221-224 [13 March 2014].

Аннотации статей

УДК 622.24

О ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ (С. 5)

Виктор Дмитриевич Евсеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevvd@mail.ru

Механизм влияния буровых растворов, в присутствии которых происходит разрушение образцов минералов, горных пород, на величину их прочности определяется типом напряженного состояния, в котором находится образец. При двухосном растяжении снижение прочности образца связано с ускорением релаксации электрических зарядов, появляющихся на сторонах растущей трещины нормального отрыва, через электропроводящий раствор, проникающий через полость в вершину растущей трещины (эффект Ребиндера). При вдавливании индентора в горную породу под пятном контакта возникает объёмное напряженное состояние сжатия и реализуется сдвиговое разрушение. Раствор будет катализатором разрушения тогда, когда химические соединения, вводимые в раствор, увеличивают его электропроводность, вызывают снижение его сжимаемости, и снижают внешнее трение в горной породе под пятном контакта. Природа избирательного действия раствора связана с типом напряженного состояния, при котором происходит испытании образцов минерала, горной породы.

Ключевые слова: диэлектрические минералы; горные породы; напряженное состояние; механизм разрушения; растворы; эффект Ребиндера; внешнее трение; сжимаемость.

УДК 622.241

КЛАССИФИКАЦИОННЫЙ И ВАРИАНТНЫЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ОСНОВА ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН (С. 12)

Владимир Юрьевич Близнюков
Александр Степанович Повалихин
E-mail: povalihin1@yandex.ru

В статье представлена методика классификации геологического разреза по условиям совместимости бурения его различных интервалов Продемонстрирован приём построения сводного классификационного разреза на примере месторождений Терско-Сунженского нефтегазоносного района и Дмитовского блока Дагестанского клина в виде таблицы исходных данных для обеспечения необходимых расчётов при проектировании показателей бурения и конструкций скважин глубокого и сверхглубокого назначения в сложных горно-геологических условиях.

Ключевые слова: классификационный геолого-технологический разрез; вариантный геолого-технологический разрез; поисково-разведочные скважины; конструкция скважины; поровое давление; пластовое давление.

УДК 622.24.085.2

МЕТОДИКА РАСЧЕТА РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ (С. 22)

Александр Петрович Назаров
МГРИ – РГГРУ
117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д. 23
E-mail: alexpnazarov@yandex.ru

Статья содержит методику расчёта трёх типов энергосберегающего профиля горизонтальных скважин:

- профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$;
- профиль в виде цепной линии с конечным зенитным углом $70° < \alpha < 90°$;
- трёхинтервальный профиль, состоящий из вертикального участка, криволинейного участка постоянной кривизны и интервала в виде цепной линии с конечным зенитным углом $\alpha = 90°$.

Приведены примеры расчёта каждого вида профиля скважины.

Ключевые слова: проектный профиль скважины; энергосберегающий профиль; горизонтальная скважина; зенитный угол; цепная линия.

УДК 622.276

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА РЕЛЬПОЛ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ (с. 26)

Александр Викторович Лекомцев
Павел Юрьевич Илюшин
Евгений Олегович Третьяков
Лев Андреевич Захаров
Научно-образовательный центр «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»
614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, д. 29
E-mail: alex.lekomtsev@mail.ru

В статье описана технология проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях Пермского края. Обоснована необходимость применения новой технологии. Разработан тампонажный состав РЕЛЬПОЛ для проведения работ по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны и ликвидации межколонных и заколонных циркуляций. Приведены заключения по опытно-промышленным работам на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ключевые слова: тампонажный состав; ремотно-изоляционные работы; заколонные перетоки; негерметичность эксплуатационной колонны; опытно-промышленные работы.

УДК 622.24

КОМПЕНСАЦИЯ АВТОКОЛЕБАНИЙ МОЩНОСТИ ДВИГАТЕЛЯ ПРИВОДА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (с. 29)

[1]Борис Алексеевич Перминов
[2]Виктор Борисович Перминов
[1]Зафар Хангусейн оглы Ягубов
[1]Эмин Зафар оглы Ягубов
[1]Павел Георгиевич Филиппов
[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

При определённых условиях и критических значениях параметров бурения возможно возникновение релаксационных колебаний бурильной колонны, которые существенно повышают отбор мощности от двигателя привода бурильной колонны в процессе бурения, вызывают вынужденный автоколебательный режим изменения мощности двигателя привода. В статье рассматриваются конструктивные и аппаратные решения предупреждения и компенсации автоколебательного режима работы двигателя привода бурильной колонны. Показана возможность использования противофазного метода компенсации автоколебаний по способу Ягубова-Перминова (патент RU 258 8053 C2), позволяющий наиболее рационально решить поставленную задачу.

Ключевые слова: противофазная компенсация колебаний; релаксационные колебания; критические параметры бурения; выделение динамических параметров; управление бурением.

УДК 622.24. (076.8)

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ (с. 33)

Вячеслав Васильевич Климов
Ольга Вадимовна Савенок
Надежда Михайловна Лешкович
Кубанский государственный технологический университет – КубГТУ
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

В статье рассмотрены основные недостатки и ограничения к применению геофизических методов исследования горизонтальных скважин для повышения их достоверности. Указаны разработки, которые прошли всестороннюю апробацию и нашли широкое применение на месторождениях ООО «Газпром» с аномально высокими пластовыми давлениями и высокими температурами, и которые могут быть рекомендованы к использованию в нефтегазовых компаниях.

Ключевые слова: повышение достоверности геофизических методов; применение акустических методов; применение метода термометрии; применение радиоактивных методов; применение магнитных и электромагнитных методов; применение метода электромеханической трубной профилеметрии; комплекс технических средств нового поколения.

УДК 622.03

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СПОСОБА УЧЕТА ПОРОД-НЕКОЛЛЕКТОРОВ НА ПРОЦЕСС ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПРИ ЧИСЛЕННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ (с. 38)

Сергей Михайлович Дуркин
Ирина Николаевна Меньшикова
Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: durkin@bk.ru

В статье проведена оценка влияния способа задания неколлекторов на процесс теплового воздействия на пласт при численном моделировании. Рассмотрены два варианта задания неколлекторов. В первом варианте неколлектор задается как активные ячейки, во втором – ячейки являются неактивными. В результате моделирования выявлено, что задание неколлекторов с помощью неактивных ячеек ведет к искусственному завышению коэффициента извлечения нефти. Поэтому авторами рекомендуется учитывать пласты-неколлекторы при численном моделировании.

Ключевые слова: численное моделирование; гидродинамическая модель; сеточная область; термогравитационное дренирование пласта; SAGD.

УДК 622.276.346.2

ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА ИЗВЛЕКАЕМОГО ИЗ НЕДР ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (с. 41)

Ильмир Инкилапович Амерханов
Николай Владимирович Григорьев
Анна Эдиковна Федорова
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423236, Республика Татарстан, г.

Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32
E-mail: amerhanov@tatnipi.ru

В настоящее время при заполнении форм статистической отчетности в нефтяных компаниях возникли проблемы по учету объёмов попутного нефтяного газа. Это объясняется тем, что формы статистической отчетности формируются различными службами нефтедобывающего предприятия. Существуют три основные формы статистической отчетности, которые предоставляются в государственные органы. Так как формы статистической отчетности отличаются друг от друга методами получения исходной информации для определения объемов газа, то это приводит к расхождению предоставляемых в различные ведомства данных. В статье рассмотрены причины расхождения данных в формах статистической отчетности по объемам добываемого газа. Детально описаны методы получения исходной информации для проектных документов, на основании которых заполняются формы статистической отчетности.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; нефть; форма статистической отчетности.

УДК 628.315:661.183.2

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИРОДНЫХ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (с. 43)

[1]Татьяна Дмитриевна Ланина
[1]Евгения Сергеевна Селиванова
[2]Геннадий Алексеевич Носов
[2]Сергей Николаевич Донин
[1]Ухтинский государственный технический университет; Московский технологический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: lanina.55@mail.ru
[2]Институт тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова
119454, ЦФО, г. Москва, проспект Вернадского, д.86
E-mail: nosovga@mail.ru

Нефтепромышленные отходы образуются на каждом этапе разработки месторождений углеводородного сырья и остаются источником загрязнения окружающей среды длительное время. В паводковый период нефтесодержащие сточные воды изливаются в гидросеть, мигрируют от источников загрязнения на значительные расстояния, накапливаются в водоемах, оставаясь биологически устойчивыми веществами. Одним из перспективных методов очистки сточных вод от нефтепродуктов является адсорбция. Применение природных сорбентов органического и углеродного происхождения из отходов производства, требующих утилизации, является актуальной задачей. В работе представлены исследования по определению сорбционных характеристик модифицированной целлюлозы, определены константы уравнения Ленгмюра, дан сравнительный анализ сорбционных характеристик материалов на основе модифицированной целлюлозы, природного цеолита и активированного угля (БАУ) относительно легких фракций углеводородов, хорошо растворяющихся в воде. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний сорбентов на основе модифицированной целлюлозы для очистки нефтесодержащих вод, а также показана возможность их применения для очистки нефтесодержащих почв.

Ключевые слова: нефтепродукты; активированный уголь; цеолит; модифицированная целлюлоза; изотермы сорбции; сорбционная ёмкость; сорбент; сорбат; константа сорбционного равновесия; мономолекулярный слой.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА СОСТАВА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (с. 47)

Андрей Викторович Сюзев
Александр Викторович Лекомцев
Дмитрий Александрович Мартюшев
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29, ПНИПУ
E-mail: sphinxand@gmail.com

Анализ причин отказа внутрискважинного оборудования показал, что в 76% случаях ремонты скважин на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводят в связи с осложнениями, вызванными асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО). В настоящей работе представлен разработанный состав на водной основе для очистки поверхности внутрискважинного оборудования от АСПО. Проведены лабораторные исследования для оценки эффективности разработанного состава в сравнении с другим растворителями, применяемыми на месторождениях Пермского края. Определены условия эффективного применения разработанного состава. Представлены основные особенности, достоинства и преимущества разработанного состава на водной основе для удаления АСПО по сравнению с другими растворителями, применяемыми на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Экологичность, универсальность, возможность повторного его использования для промывок, значительное уменьшение стоимости по сравнению с другими растворителями указывает на приоритетный выбор разработанного состава для проведения промывок от АСПО на добывающих скважинах месторождений Пермского края.

Ключевые слова: асфальтено-смолопарафиновые отложения; промывка скважин; углеводородные растворители; состав на водной основе; межочистной период.

УДК 523.31

ОБРАЗОВАНИЕ ТИХОГО ОКЕАНА (с. 53)

Владимир Иванович Иванников
ООО Фирма «АТЛАС»
123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161
E-mail: firma-atlas@mail.ru

В статье представлена гипотеза образования Тихого океана. Суть гипотезы заключается в столкновении Земли с крупной кометой на рубеже палеозойской и мезозойской эр (245–250 млн. лет назад). При столкновении кометы с поверхностью Земли ложе Тихого океана испытало депрессию (уплотнение и прогиб). Депрессия акватории Тихого океана вызвала расколы земной коры, которые ныне относят к трансформным разломам. Приводятся некоторые сведения, подтверждающие предположение автора. Предлагаемая читателю гипотеза рождения Тихого океана с геологической точки зрения не противоречит многим известным фактам и опубликованными версиями. Эта встреча с кометой не была в полном смысле катастрофой для Земли, она оказала поворотное влияние на развитие биосферы нашей планеты, оводнив её и заселив новым составом живых организмов.

Ключевые слова: Тихий океан; комета; планета Земля; трансформный разлом.

ON THE POSSIBILITY OF INCREASING THE MECHANICAL DRILLING SPEED BY USING THE FILTRATE OF THE WASHING FLUID (p. 5)

Viktor Dmitrievich Evseev
National Research Tomsk Polytechnic University
30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: evseevvd@mail.ru

The mechanism of the influence of fluids assisting the failure of mineral and rock samples on rock strength is determined by the type of the stress state of the sample. The sample strength reduction under biaxial tension is due to the accelerated relaxation of electric charges generated on the sides of a growing opening mode crack via a conductive fluid that penetrates into the growing crack tip through a cavity (Rehbinder effect). Flat tip indentation of rock gives rise to a triaxial compressive stress state under the contact patch and leads to shear failure. The fluid is a catalyzer of such failure if the chemical compounds introduced into the fluid solution increase its electrical conductivity, decrease its compressibility, and reduce external friction in rock under the contact patch. The selective action of the fluid is associated with the type of the stress state at which mineral or rock samples are tested. **Key words:** the dielectric minerals; rocks; the mechanism of failure; external friction; effect of Rehbinder; stress state; compressibility of solutions.

CLASSIFICATION AND VARIANT GEOLOGICAL SECTIONS OF THE FIELD AS A BASIS FOR THE DESIGN OF EXPLORATION WELLS (p. 12)

Vladimir Jur'evich Bliznjukov
Aleksandr Stepanovich Povalihin
E-mail: povalihin1@yandex.ru

The article presents the method of classification of the geological section on the conditions of compatibility of drilling his various intervals the technique. Creating a consolidated classification of the section on the example of the fields in the Terek-Sunzha oil and gas regions and Dmitrovskogo unit of the Dagestan wedge in the form of a table of source data to ensure the necessary calculations in the design of drilling results and constructions of in deep and ultradeep wells in complex geological conditions is demonstrated. **Key words:** classification geotechnical section; variant geotechnical section; exploratory wells; well design; pore pressure; formation pressure.

CALCULATION METHOD OF VARIOUS TYPES OF ENERGY-SAVING PROFILE OF THE WELL (p. 22)

Aleksandr Petrovich Nazarov
Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: alexpnazarov@yandex.ru

The article contains the method of calculating the three types of energy-saving profile horizontal wells:

- profile in the form of a catenary with the ultimate Zenith angle $\alpha = 90°$;
- profile in the form of a catenary with the ultimate Zenith angle of $70° < \alpha < 90°$;
- techincally profile, consisting of vertical section, curved section of constant curvature and interval in the form of a catenary with the ultimate Zenith angle $\alpha = 90°$.

Examples of the calculation of each type of well profile are given. **Key words:** design well profile; saving the profile; horizontal well; Zenith angle; the chain line.

PILOT TESTING OF CEMENT SLURRIES RELPOL TO ELIMINATE LEAKAGE OF THE PRODUCTION CASING (p. 26)

Aleksandr Viktorovich Lekomcev
Pavel YUr'evich Ilyushin
Evgenij Olegovich Tret'yakov
Lev Andreevich Zaharov
Research and Education Center of Geology and Development of Oil and Gas Fields
Komsomolsky Fv. 29, Perm, 614990, Russia
E-mail: alex.lekomtsev@mail.ru

The article presents the technology for squeeze cementing in oil fields of Perm region and substantiates the necessity of its application. The paper describes the plugging material RELPOL for column leakage recovery and elimination of behind-casing circulations. The results of experimental-industrial testing of RELPOL in the fields of LUKOIL-PERM are also given. **Key words:** plugging material; squeeze cementing; behind-casing circulations; column leakage; experimental-industrial testing.

COMPENSATION OF OSCILLATION OF ENGINE POWER DRIVE DRILL STEM (p. 29)

[1]Boris Alekseevich Perminov
[2]Viktor Borisovich Perminov
[1]Zafar Hangusejn ogly Jagubov
[1]Jemin Zafar ogly Jagubov
[1]Pavel Georgievich Filippov
[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru
[2]Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

Under certain conditions, you may experience the relaxation oscillations of the drill string, They significantly increase the power from the engine drive of the drill string and cause a forced self-oscillatory mode change of the engine output drive. The article discusses the design and hardware solutions to the prevention and compensation of a self-oscillating mode of operation of the motor in the drill string. The possibility of using reversed-phase compensation method of self-oscillations according to the method Yaqubova-Perminova (patent RU 258 8053 C2), allowing most rationally to solve the problem. **Key words:** antiphase compensation fluctuations; relaxation oscillations; critical drilling parameters allocation dynamic parameters; drilling management.

INCREASE OF RELIABILITY OF GEOPHYSICAL METHODS IN DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS (p. 33)

Vjacheslav Vasil'evich Klimov
Ol'ga Vadimovna Savenok
Nadezhda Mihajlovna Leshkovich
Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: olgasavenok@mail.ru

The article shows an increase in the reliability of geophysical methods in directional and horizontal wells. The main shortcomings and limitations to the use of geophysical methods for studying wells are considered to increase their reliability. Developments have been made which have been thoroughly tested and widely used in the fields of LLC «Gazprom» with abnormally high reservoir pressures and high temperatures and which can be recommended for use in third-party oil and gas companies. **Key words:** Increase of reliability of geophysical methods; application of acoustic methods; application of the thermometry method; application of radioactive methods; application of magnetic and electromagnetic methods; application of the electromechanical pipe profiling method; a complex of technical means of a new generation.

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF METHOD OF ACCOUNTING OF NON-RESERVOIR ROCKS IN THE PROCESS OF THERMAL STIMULATION BY NUMERICAL SIMULATION (p. 38)

Sergej Mihajlovich Durkin
Irina Nikolaevna Men'shikova
Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: durkin@bk.ru

The article presented the effect of the estimate method of clays in the process of thermal stimulation. We have considered two variants estimate rock properties: the first variant - the clay is active cells in model, the second variant – the clay is non active cells in model. The results of numerical modeling are increase oil recovery factor by second variant. So it makes mistakes by predict technological parameters, and the important conclusion is necessary calculation active cells of clay by numerical modeling. **Key words:** numerical modeling; hydrodynamic model; grid block; steam assisted gravity drainage; SAGD.

PROBLEMS OF ACCOUNTING OF EXTRACTED ASSOCIATED PETROLEUM GAS (p. 41)

Il'mir Inkilapovich Amerhanov
Nikolaj Vladimirovich Grigor'ev
Anna Jedikovna Fedorova
TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
E-mail: amerhanov@tatnipi.ru

Today, oil production companies face challenges related to associated petroleum gas production statistics while completing statistical report forms. These are attributable to the fact that statistical report forms are prepared by various services of an oil production enterprise. There are three main forms of statistical reports to be submitted to state authorities. Statistical reporting forms differ in that they rely on various methods of acquiring the source information necessary to determine gas production volumes. This results in disagreement between the data submitted to various state offices. This paper considers the reasons for inconsistent gas production statistics. Methods for obtaining source information for design documents, which are further used to complete statistical report forms, are described in detail. **Key words:** associated petroleum gas; oil; statistical report form.

APPLICATION OF NATURAL SORBENTS FOR WASTEWATER TREATMENT OF INDUSTRIAL ENTERPRISES (p. 43)

[1]Tat'jana Dmitrievna Lanina
[1]Evgenija Sergeevna Selivanova
[2]Gennadij Alekseevich Nosov
[2]Sergej Nikolaevich Donin
[1]Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: lanina.55@mail.ru
[2]The University of Fine Chemical Technologies named after Lomonocov 86, Vernadsky Avenue, Moscow, 119571, Russia
E-mail: nosovga@mail.ru

Oil industrial wastes are formed at each stage of development of hydrocarbon deposits and remain a source of environmental pollution for a long time. In the flood period, oily wastewater is poured into the hydroset, migrate from sources of pollution over considerable distances, accumulate in water bodies, remaining biologically stable substances. One of the promising methods of wastewater treatment from oil products is adsorption. The use of natural sorbents of organic and carbon origin from waste products that require recycling is an urgent task. The paper presents studies on the determination of the sorption characteristics of modified cellulose, the constants of the Langmuir equation are determined, and the comparative analysis of the sorption characteristics of materials based on modified cellulose, natural zeolite and activated carbon (BAU) on relatively light fractions of hydrocarbons that dissolve readily in water is presented. The results of sorbents based on modified cellulose for the purification of oily soils are presented. Test-industrial tests of sorbents. The possibility of application is shown. **Key words:** oil; sorption isotherms; sorption capacity; sorbent; sorbet; constant equilibrium sorption; monolayer.

FORMULATION OF WATER-BASED TO CLEAN DOWNHOLE EQUIPMENT FROM ASPHALT- RESIN DEPOSITS (p. 47)

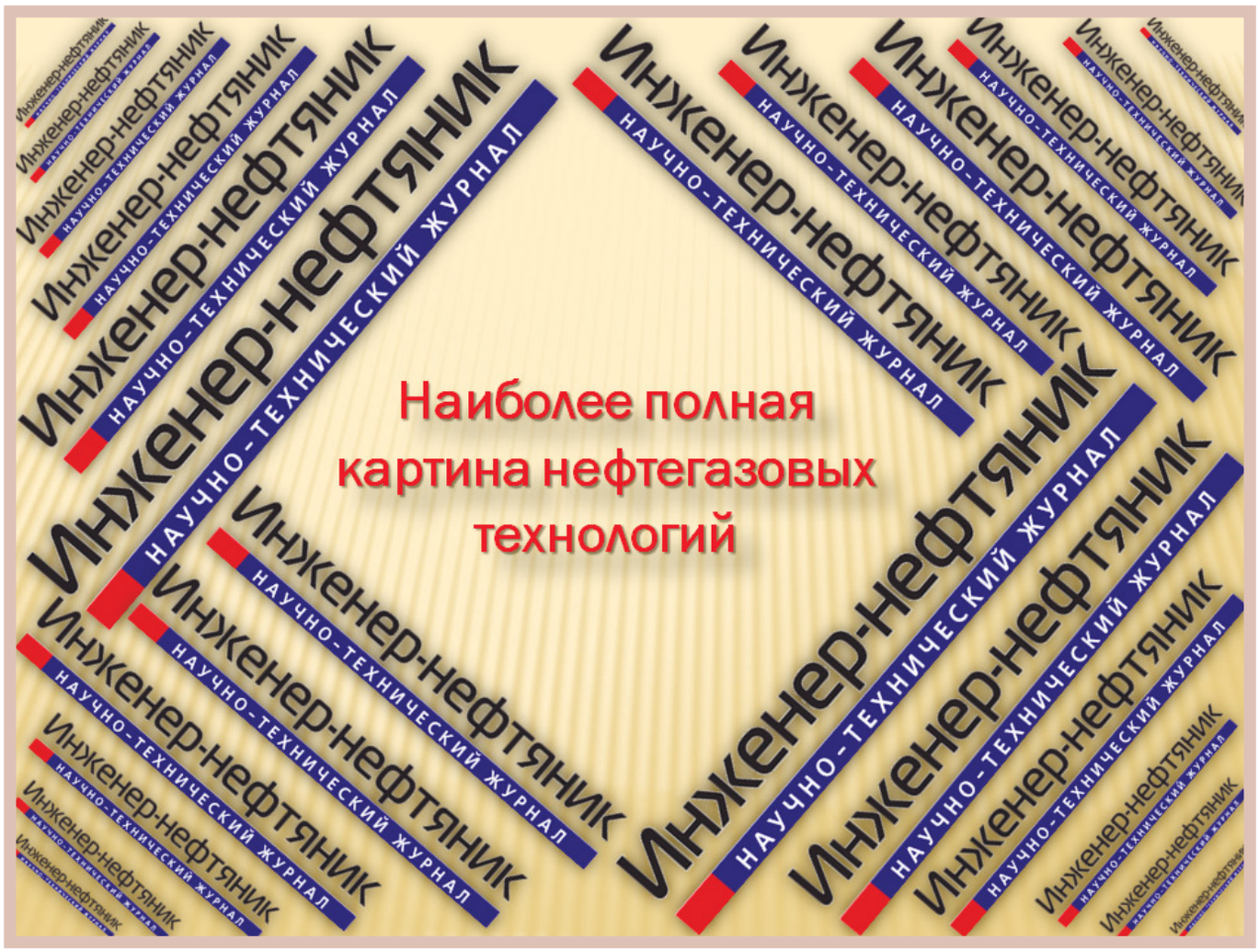
Andrej Viktorovich Sjuzev
Aleksandr Viktorovich Lekomcev
Dmitrij Aleksandrovich Martjushev
Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomol'skijj prospect, Perm', 614990, Russia
E-mail: sphinxand@gmail.com

Analysis of the reasons for the failure of downhole equipment showed that in 76% of the cases, wells at the OOO «LUKOIL-PERM» oil fields are being serviced due to complications caused by asphaltenosmoloparafin sediments (ASPS). In this paper, a water-based formulation for cleaning the surface of down hole equipment from an ASPS. Laboratory studies have been carried out to evaluate the effectiveness of the developed composition in comparison with other solvents used in the Perm Krai deposits. The conditions for effective application of the developed composition are determined. The main features, advantages and advantages of the developed water-based composition for the removal of ASPS in comparison with other solvents used at the OOO «LUKOIL-PERM» field are presented. Environmental friendliness, versatility, possibility of re-use for washing, a significant reduction in cost compared to other solvents indicates a priority choice of the developed composition for flushing from ASPS in producing wells of the Perm region. **Key words:** asphalt-resin-parafin sediments; fishing-out of well; hydrocarbon solvents; water-based composition; the time between carrying out repairs.

THE ORIGIN OF THE PACIFIC OCEAN (p. 53)

Vladimir Ivanovich Ivannikov
LLC Firma «ATLAS»
of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia
E-mail: firma-atlas@mail.ru

The article presents the hypothesis of the formation of the Pacific ocean. The essence of the hypothesis lies in the collision of Earth with a large comet at the turn of Paleozoic and Mesozoic er (245–250 million years ago). The collision of a comet with the Earth's surface the bed of the Pacific ocean have experienced depression (seal and deflection). Depression of the Pacific ocean caused the schisms of the earth's crust, which are now referred to transformer faults. There are some data confirming the assumption of the author. Offer the reader the hypothesis of the birth of the Pacific ocean, from a geological point of view is not contrary to many known facts and published versions. This encounter with the comet was not in the full sense of catastrophe for the Earth, it has had a turning effect on the development of the biosphere of our planet, repopulating the new composition of living organisms. **Key words:** Pacific ocean; the comet; Earth; transformer fault; exploratory wells; well design; pore pressure; formation pressure.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2018 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";

- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

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

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

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

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

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241
Факс: (495) 543 9612