

# Инженер-нефтяник

№2'2018

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Парадигма разработки полезных ископаемых

Ингибирующие полимерные буровые растворы

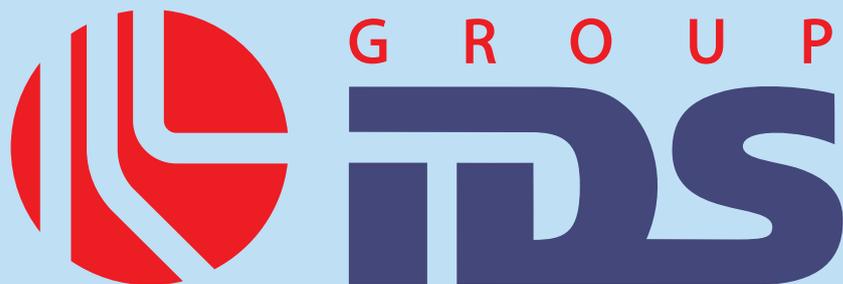
Нетрадиционные виды профиля направленных скважин

Исследование температурного режима работы алмазного долота

Моделирование образования отложений парафина в скважине



Интегрированный буровой  
сервис



Адрес компании:  
127422, Москва,  
Дмитровский проезд, 10  
тел.: +7 (495) 543 9116  
факс: +7 (495) 543 9612  
e-mail: [ids@ids-corp.ru](mailto:ids@ids-corp.ru)  
сайт в Интернете:  
[www.ids-corp.ru](http://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», обработки 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**

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

Парадигма разработки полезных ископаемых как барьер для прорывных технологий. Повалихин А.С., Близнюков В.Ю.	5	Mineral production paradigm as a barrier to disruptive technologies. Povalihin A.S., Bliznyukov V.YU.
Исследование ингибирующего действия полимерного раствора «KGAC-plus» для бурения в глинодержащих горных породах месторождения «Южный Дракон и Доймой» (СРВ). Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Арсентьев Ю.А., Нгуен Тиен Хунг, Курбанов Х.Н.	8	Testing the inhibition properties of KGAC-plus polymer drilling fluid for clay-containing rocks of South Dragon and Doi Moi fields (Viet Nam). Solov'ev N.V., CHan Suan Dao, Arsent'ev YU.A., Nguen Tien Hung, Kurbanov H.N.
Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском газоконденсатном месторождении. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р.	15	A case study of Katburr drilling fluid modifications at the Astrakhan gas condensate field. Gajdarov A.M., Hubbatov A.A., Gajdarov M.M-R.
Результаты компьютерного моделирования температурного режима алмазного бурового инструмента. Попова М.С.	23	Computer simulation of temperature regime for diamond drill bits. Popova M.S.
Нетрадиционные виды профиля направленных скважин. Егоров П.П., Тунгусов А.А., Егоров Д.П.	27	Non-traditional types of directional well profiles. Egorov P.P., Tungusov A.A., Egorov D.P.
Особенности отказов и повышение надежности геологоразведочных обсадных и колонковых труб. Лачинян Л.А.	34	Pipe failure features and reliability improvement of casing and core tubes in prospection drilling. Lachinyan L.A.
Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти. Александров А.Н., Кищенко М.А., Рогачев М.К.	42	Modeling of in situ organic particulate formation in high-paraffin crude. Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Rogachev M.K.
Применение комбинированного способа физико-химических воздействий на образцы керна битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии. Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Савенок О.В., Милейко Е.В., Мойса Ю.Н., Иванов Д.Ю.	50	Test application of combined physical and chemical impact on bituminous core samples from Southwestern Nigeria. Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Savenok O.V., Milejko E.V., Mojsa YU.N., Ivanov D.YU.
Использование геофизических судов новых типов на арктическом шельфе России. Сочнева И.О.	55	New types of geophysical vessels for the Russian Arctic Offshore. Sochneva I.O.
Новая версия рождения комет. Иванников В.И.	58	Genesis of a comet: a new hypothesis. Ivannikov V.I.
Памяти выдающегося нефтяника - Рафаэля Минасовича Хачатурова.	64	In Memoriam Dr. Rafael M. Khachaturov.
Аннотации статей	65	Abstracts of articles

Журнал «Инженер-нефтяник» по решению Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки РФ включён в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук по отрасли 25.00.00 «Науки о земле» (редакция от 27.04.2018).

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

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

Главный редактор: д.т.н. Поваляхин 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, ректор 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:

**Близнюков Владимир Юрьевич** - д.т.н., профессор

**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

**Нескоромных Вячеслав Васильевич** – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых» Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского Федерального 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

**Савенок Ольга Вадимовна** - профессор, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технического университета

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Позин Александр Леонидович

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](mailto:om@ids-corp.ru); [povalihin1@yandex.ru](mailto:povalihin1@yandex.ru)

Адрес сайта в сети Интернет: [www.ids-corp.ru](http://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 622.013

# Парадигма разработки полезных ископаемых как барьер для прорывных технологий

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

Современные способы разработки месторождений взаимосвязаны с видом полезного ископаемого. Добыча жидких и газообразных полезных ископаемых (вода, нефть, газ) осуществляется с помощью скважинных технологий. Месторождения высоковязкой нефти, битумов эксплуатируются подземным способом, а месторождения нефтеносных песков – карьерным способом. Твёрдые полезные ископаемые (ТПИ) добываются открытым способом в карьерах или в шахтах, имеет место ограниченное применение скважинных технологий для выщелачивания и гидроразмыва горных пород.

Такая парадигма разработки полезных ископаемых закреплена в номенклатуре и паспортах научных специальностей, в программах обучения профильных ВУЗов.

Состояние и развитие базы ТПИ в России в среднесрочной и долгосрочной перспективе будут определяться следующими негативными факторами [1, 2]:

- сокращение активных запасов по большинству видов минерально-сырьевых ресурсов;
- низкая обеспеченность разведанными запасами отдельных добывающих предприятий, особенно в старых горнорудных регионах;
- снижение содержания целевого минерала в добываемой руде;
- увеличение доли мелких и глубокозалегающих месторождений;
- значительный, а в старых районах добычи – катастрофический уровень техногенного воздействия на окружающую природную среду технологий разработки месторождений.

Преимуществами карьерной разработки ТПИ являются:

- относительно низкие затраты на организацию и проведения работ;
- упрощенный вариант подготовительных и строительных работ;
- низкие риски для персонала;
- относительно низкие затраты на разработку;
- возможность наиболее полного извлечения полезной горной породы.

Трудозатраты при открытом способе добычи полезных ископаемых довольно высоки, причём экономическая выгода существенно падает с увеличением глубины карьера.

Большинство самых глубоких карьеров в мире являются медными рудниками. Самый глубокий карьер Бингем-Каньон расположен к юго-западу от Солт-Лейк-Сити (штат Юта, США) (рис. 1).

Применение карьерного способа добычи ограничивается глубиной 1500 м, а если принимать во внимание экономическую целесообразность и

техногенное воздействие карьера на окружающую природную среду, то гораздо меньшими глубинами.

Возможности шахтного способа добычи глубоко залегающих рудных тел значительно выше карьерной технологии разработки месторождений. Обычная глубина угольной шахты – 200-300 м. Но бывают и очень глубокие шахты – более километра. Глубина отдельных шахт по добыче золота и алмазов достигает 4-х километров и более, например, шахта «Тау-Тона» (ЮАР) имеет глубину около 5 тыс. м.

Урон экосистеме при строительстве шахт значительно меньше, чем при добыче ТПИ с помощью карьеров, однако такой способ эксплуатации месторождений наиболее опасен для жизни и здоровья людей, работающих в шахте. Имеются также существенные экономические ограничения данного способа эксплуатации полезных ископаемых.



Рис. 1. Бингем-Каньон. Глубина более 1,2 км, ширина составляет около 4 км.

Любой способ добычи полезных ископаемых оказывает влияние на экологию Земли, но максимальное техногенное воздействие на окружающую среду и недра оказывают карьерный и шахтный способы добычи ТПИ, которые характеризуются значительной выемкой из недр горных пород, их перемещением и размещением.

Влияние подземного и открытого способов добычи ТПИ на все сферы Земли проявляется в следующем:

- разрушение и загрязнение почвенного слоя и водоёмов;
- загрязнение атмосферы вследствие горения отвалов, терриконов горных пород;
- активизация негативных геологических процессов (проседание и провалы земной поверхности над шахтами, образование в недрах пустот в виде карстов);
- формирование зон депрессии, что нарушает естественную гидродинамику и истощает поверхностные воды, приводит к исчезновению родников, ручьев, малых рек;
- распределение, рассеивание по большой площади горных пород, из разрабатываемых геологических аккумуляций (в настоящее время на каждого жителя Земли ежегодно добывается около двух десятков тонн сырьевых ресурсов, из которых только несколько процентов переходит в конечный продукт, а остальная масса превращается в отходы);
- нарушение естественного природного ландшафта терриконами и отвалами.

Устранение техногенного воздействия типовых технологий добычи ТПИ на природную среду требует огромных материальных и финансовых затрат, а во многих случаях это сделать невозможно с помощью современных технологий. В этой связи сохранение окружающей природной среды от чрезмерной экологической опасности при разработке месторождений полезных ископаемых представляет важную задачу современности.

Увеличение доли запасов месторождений ТПИ с большой глубиной залегания, техногенное воздействие на окружающую среду традиционных способов их добычи определяют необходимость поиска, разработки и применения инновационных технологий прорывного характера.

По нашему мнению, основой могут быть, разработанные ещё в середине 50-х годов прошлого

века отечественными учёными и специалистами технологии строительства горизонтальных (ГС) и многозабойных скважин (МЗС) [3, 4]. Сейчас такие технологии вышли из стадии опытно-промысловых работ и являются обычной практикой бурения.

Значительный объём скважин на месторождениях ПАО «Татнефть» строится с использованием технологии МЗС (рис. 2) [5]. Нарастают объём бурения МЗС и другие нефтегазодобывающие компании РФ. ПАО «НК «Роснефть» осуществляет строительство МЗС на Сузунском, Среднеботуобинском и других нефтяных месторождениях.

В настоящее время ведутся поисковые работы по созданию на основе горизонтального бурения концепции формирования непосредственно в пласте нефтепромысловых систем, которые расширят контур питания добывающих нефтяных скважин, и будут выполнять часть функций наземного обустройства месторождения [6, 7].

При строительстве ГС и МЗС используются технические решения, созданные и внедрённые в практику эксплуатационного бурения за последние два десятилетия:

- высокопроизводительный породоразрушающий инструмент с проходкой свыше 5000 м за одно долбление;
- мощные забойные двигатели с ресурсом работы свыше 500 часов;
- реактивно-турбинные буры, позволяющие формировать стволы диаметром свыше 1000 мм;

- буровые комплексы для проводки горизонтальных скважин в автоматическом режиме;

- система геонавигации с возможностью исследования свойств горных пород в процессе бурения и передачи данных с забоя скважины в режиме реального времени.

Освоенные глубины скважинных технологий превышают 6000 м, а длина горизонтальных эксплуатационных скважин достигла 15000 м.

Существенно повысилась эффективность ГС и МЗС с применением технологии разрушения горной породы методом многостадийного гидроразрыва пласта.

Осуществляется комплексная автоматизация основных производственных процессов строительства скважины и создание «безлюдных» роботизированных буровых комплексов, что для добывающих компаний будет способствовать укреплению мер безопасности и, в конечном счете, снизит производственные затраты.

Ведутся работы по созданию полностью автоматизированной системы контроля траектории бурения на расширенной элементной основе забойных датчиков и бурильных трубах с встроенной линией связи, которая позволяет оператору вести мониторинг состояния скважины и параметров режима бурения в реальном времени. Такая система обеспечивает точное выполнение проектной трассы скважины и вырабатывает команды для удержания бурового инструмента на проектной траектории бурения. Она

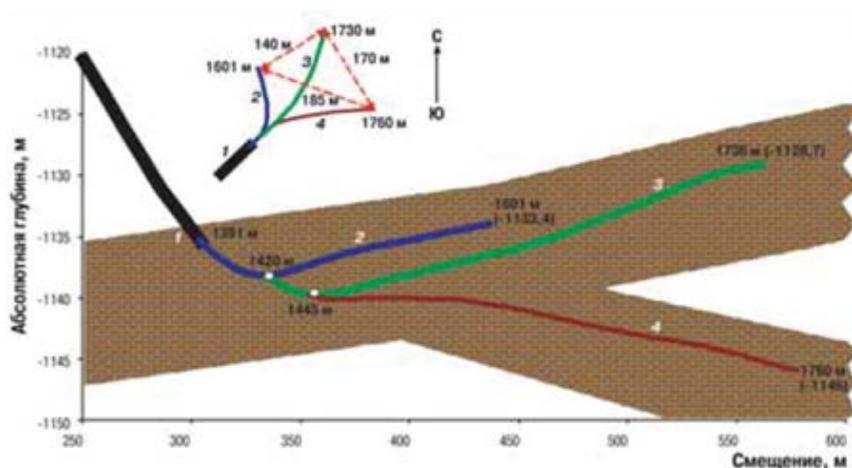


Рис. 2. Профиль и план многозабойной скважины № 5169 [5].  
1 – эксплуатационная колонна; 2 – первый ствол (144 мм, 210 м);  
3 – второй ствол (144 мм, 310); 4 – третий ствол (124 мм, 315 м).

в состоянии самостоятельно передавать команды с поверхности на забойный исполнительный механизм, обеспечивая полную автоматизацию системы контроля траектории бурения.

Долота режуще-скалывающего действия оснащаются сверхтвёрдыми поликристаллическими алмазными породоразрушающими элементами. Такие долота являются ключевыми компонентами технологии бурения ГС и МЗС. Современная конструкция долот, их режущее вооружение, гидравлика долота – это технологические достижения в области разрушения горных пород, которые многократно улучшили эффективность и экономические показатели горизонтального бурения.

Использование роторно-управляемых систем (РУС), каротажа во время бурения и геонавигации позволяют осуществлять с высокой точностью проводку МЗС внутри нефтяного пласта по самой сложной траектории.

С использованием систем РУС для компании ПАО «НК «Роснефть» пробурена на шельфовом месторождении Чайво (о. Сахалин) рекордная скважина, длина ствола которой составила 15000 м при смещении забоя скважины от точки забуривания на 14129 м. Сочетание технологий РУС и геонавигации обеспечило необходимый контроль траектории бурения и важную информацию о геофизических свойствах разбуриваемых горных пород.

Бурение сверхдлинных скважин позволяет сокращать затраты на строительство морских сооружений, трубопроводов и других элементов промышленной инфраструктуры на морском шельфе, а также снижает техногенное воздействие на окружающую среду благодаря сокращению площади участков ведения буровых и добычных работ.

За счёт применения многостадийного гидравлического разрыва пластов (ГРП) значительно повысилась эффективность технологии горизонтального бурения, которая применяется для повышения дебита скважины. При многостадийном ГРП в различных интервалах пласта по длине горизонтального ствола создаются трещины, не сообщающиеся между собой. Многостадийный ГРП в несколько последовательно выполняемых этапов осуществляется с помощью специального оборудования для заканчивания ГС, которое производится и российскими предприятиями. Такая технология позволяет кратно увеличить производительность скважины в низкопроницаемых коллекторах.

Таким образом, современные скважинные технологии позволяют создать внутри рудного тела разветвлённую сеть горизонтальных стволов, основу эксплуатационной системы месторождений ТПИ.

Достигнутый научный потенциал глубокого бурения, на котором базируются технологии ГС и МЗГС, может быть основой для проведения

поисковых НИР с целью разработки концепции эксплуатации ТПИ с помощью скважинных технологий.

Необходимы также фундаментально-прикладные и экспериментальные исследования на современном лабораторном оборудовании механизмов разрушения и обогащения горных пород непосредственно в пластовых условиях.

Для проведения и оформления результатов научных исследований в виде диссертационных работ в области эксплуатации ТПИ с помощью скважин целесообразно в перечень смежных для специальности 25.00.22 Геотехнология (подземная, открытая и строительная) включить специальность «Технология бурения и освоения скважин» (25.00.15).

Также целесообразно включить в специальность 130400 «Горное дело» (специализация «Подземная разработка рудных месторождений») профильных ВУЗов курс «Основы бурения и заканчивания горизонтальных и многозабойных скважин», что повысит компетенцию выпускников в области строительства скважин. Инициированию научных исследований в области разработки месторождений ТПИ с помощью скважинных технологий будет способствовать включение в программу подготовки магистров профильных ВУЗов курса «Технология бурения и заканчивания горизонтальных и многозабойных эксплуатационных глубоких скважин».

## ЛИТЕРАТУРА

1. Козловский Е.А. Россия: минерально-сырьевая политика и национальная безопасность. – М.: МГГРУ, 2002.
2. Козловский Е.А. Минерально-сырьевые ресурсы и бюджет страны. Реальность и перспектива. // Недропользование XXI – М.: Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр», 2017. - №2 (65). – с. 102-108.
3. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969. – 188 с.
4. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
5. Загидуллин Р.Г., Фаткуллин Р.Х., Юсупов И.Г., Вакула А.Я., Никонов В.А. Строительство и эксплуатация многозабойных скважин в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. - №7. – с. 36-38.
6. Повалихин А.С., Близиюков В.Ю. Технология создания систем горизонтальных дренажных стволов в пласте при строительстве эксплуатационных скважин на нефтяных месторождениях // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. - №1. – с. 5-9.
7. Повалихин А.С., Близиюков В.Ю. Особенности формирования внутрислоевых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2016. - №3. – с. 63-67.

## REFERENCES

1. Kozlovskij E.A. Rossiya: mineral'no-syr'evaya politika i nacional'naya bezopasnost'. – M.: MGGRU, 2002.
2. Kozlovskij E.A. Mineral'no-syr'evye resursy i byudzhety strany. Real'nost' i perspektiva. // Nedropol'zovanie XXI – M.: Associaciya organizacij v oblasti nedropol'zovaniya «Nacional'naya associaciya po ehkspertize nedr», 2017. – №2 (65). – p. 102-108.
3. Grigoryan A.M. Vskrytie plastov mnogozabojnymi i gorizontal'nymi skvazhinami. – M.: Nedra, 1969. – 188 p.
4. Borisov YU.P., Pilatovskij V.P., Tabakov V.P. Razrabotka neftyanyh mestorozhdenij gorizontal'nymi i mnogozabojnymi skvazhinami. – M.: Nedra, 1964. – 154 p.
5. Zagidullin R.G., Fatkullin R.H., YUsupov I.G., Vakula A.YA., Nikonov V.A. Stroitel'stvo i ehkspluatatsiya mnogozabojnyh skvazhin v PJSC «Tatneft'» // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2007. – №7. – p. 36-38.
6. Povalihin A.S., Bliznyukov V.YU. Tekhnologiya sozdaniya sistem gorizontal'nyh drenaznyh stvolov v plaste pri stroitel'stve ehkspluatatsionnyh skvazhin na neftyanyh mestorozhdeniyah // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC «IDS Drilling», 2012. – №1. – p. 5-9.
7. Povalihin A.S., Bliznyukov V.YU. Osobennosti formirovaniya vnutripastovyh neftepromyslovyh sistem na osnove tekhnologii gorizontal'nogo bureniya // Nauchno-tekhnicheskij vestnik PJSC «Rosneft». – M.: PJSC «Rosneft», 2016. – №3. – p. 63-67.

УДК 622.24.063.2

# Исследование ингибирующего действия полимерного раствора «KGAC-plus» для бурения в глинодержащих горных породах месторождения «Южный Дракон и Доймой» (СРВ)

<sup>1</sup>Н.В. Соловьев – доктор техн. наук, профессор, зав кафедрой;

<sup>2</sup>Чан Суан Дао – доктор техн. наук;

<sup>1</sup>Ю.А. Арсентьев – кандидат техн. наук, доцент;

<sup>3</sup>Нгуен Тиен Хунг – кандидат техн. наук;

<sup>1</sup>Х.Н. Курбанов – кандидат техн. наук, преподаватель

(<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ; <sup>2</sup>СП «Вьетсовпетро»; <sup>3</sup>Ханойский горно-геологический университет)

Лабораторные исследования выполнялись с целью уточнения различных факторов, влияющих на эффективность процесса мембранообразования при ингибировании глинодержащих горных пород в процессе взаимодействия с компонентами полимерно-электролитных буровых растворов [1-10].

В компании МП «Вьетсовпетро» выполняются значительные объёмы

бурения скважин на нефть в глинодержащих горных породах с применением полимерных буровых растворов, обладающих ингибирующим действием. Положительные результаты достигнуты в случаях применения буровых растворов компании «MTDrillingFluidsUK» [7]. Основу таких буровых растворов составляют полимерные реагенты, контролирующие фильтрационные

свойства этих систем СМС-НВ, СМС-LV, частично гидролизованной полиакриламид (PHPA), полианионная целлюлоза PACsealLV, а также реагенты, обеспечивающие высокое ингибирующее действие по отношению к глинодержащим горным породам. Эти реагенты позволяют создавать защитные слои на кристаллических глинистых пластинах, что обеспечивает уменьшение расстояния

между такими структурными элементами глинистых минералов и снижают вероятность проникновения дипольных молекул воды между их базальными поверхностями. Такими эффективными реагентами являются алюмокалиевые квасцы (АКК), поставляющие в водный раствор высокой подвижности катионы калия  $K^+$ , обеспечивающие замещение внутри кристаллической структуры глинистых минералов, препятствуя адсорбированию молекул воды. Ингибирующее действие буровых растворов усиливается за счет применения биополимерных реагентов XANVIS, DUOVIS, обладающих хорошим ингибирующим действием их макромолекул в формируемой глинистой корке и придающих этой корке свойств полупроницаемой мембраны.

Полимерные реагенты Ultrahid и Ultracap, являясь катионными полимерами, обеспечивают усиление химических связей с элементарными глинистыми частицами в стенках скважин, за счёт чего снижается активность проникновения и адсорбирования дипольных молекул воды.

Усиление ингибирующего действия полимерных реагентов (синергический эффект) достигается за счет введения в состав буровых растворов реагента полиалкиленгликоля (PAG), обладающего способностью создания гелеобразных структур на поверхности элементарных глинистых пластинок.

Дальнейшие исследования были направлены на выбор наиболее эффективного метода регулирования ингибирующего действия полимерных буровых растворов при проходке глинодержащих горных пород за счёт применения новых разновидностей полимерных реагентов, обладающих ингибирующим действием в глинодержащих разрезах.

С этой целью были исследованы технологические свойства ингибирующего бурового раствора «KGAC-plus», в составе которого применен полимерный реагент «HyPR-CAP».

Для повышения эффективности ингибирующего действия полимерного раствора «KGAC-plus» в глинодержащих горных породах рекомендуется применение полимерного ингибитора «HyPR-CAP», имеющего низкую молекулярную массу, практически не изменяющего вязкость раствора и способного флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава. При этом рецептура полимерного

раствора «KGAC-plus» была получена путем проведения целого комплекса лабораторных исследований с использованием измерительного оборудования «Dinamic Linear Swell meter with Compactor» компании «Offite» (рис. 1).

Для определения реологических свойств раствора KGAC-plus» были составлены пять образцов данной рецептуры с различной от 0,4% до 1% концентрацией ингибитора «HyPR-CAP» (табл. 1). Параметры представленных образцов рецептуры бурового раствора «KGAC-Plus» оценивались первоначально при комнатной температуре, а затем при нагреве до 130 °С в течение 40 час. Результаты этих исследований приведены в табл. 2 и 3.

На основе результатов лабораторных исследований построены диаграммы изменения параметров образцов рецептуры ИБР «KGACplus» с различной концентрацией ингибитора «HyPR-CAP», которые приведены на рисунках 2, 3, 4, 5 и 6.

Анализ диаграмм, приведенных на рисунках 2-6, позволяет сделать следующие выводы:

- растворы всех образцов рецептуры «KGACplus» имеют показатель фильтрации при комнатной температуре меньше 4,5 см<sup>3</sup>/мин., а при высоком давлении (100 psi) меньше 15 см<sup>3</sup>/мин, что отвечает техническим требованиям. При этом для образца №1 был отмечен лучший результат по показателю фильтрации – 2÷8 см<sup>3</sup>/мин.;

- образец №5 до и после нагрева имеет практически постоянное значение момента трения, равное 13÷14 Н·м, что отвечает техническим требованиям;

- при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в 1% в составе образца №1 его вязкость и реологические параметры достаточно высокие, а момент трения после нагрева не отвечает техническим требованиям (< 20 Н·м), т.к. составляет 21 Н·м;

- при уменьшении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в образцах №№ 2, 3 и 4 их вязкость сохраняется достаточно высокой и в пределах 54÷61 Па·с, а величина ДНС при температуре 130 °С – низкой и равной 13÷21 Па;

- при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в 0,4% и реагента «xanthangum» в 0,35% в образце №5 все его параметры отвечают техническим требованиям, т.е. прочность геля раствора высокая (до 8,6 Па), показатель фильтрации при высоком давлении низкий и составляет 10,2 см<sup>3</sup>/30мин, а момент трения имеет практически постоянное значение (13÷14 Н·м), которое значительно ниже в сравнении моментом трения образцов №№ 2, 3, 4.

Таким образом, образец №5 рецептуры «KGACplus» является единственным, который способен составить конкуренцию применяемым на объектах предприятия «Вьетсовпетро» ингибированным растворам Ultradrill и KCl-glycol.



Рис. 1. Лабораторно-измерительный комплекс «Dinamic Linear Swell meter with Compactor» компании «Offite».

1 – измерительный блок; 2 – регистрирующий блок.

**Таблица 1.** Образцы рецептуры ингибирующего бурового раствора «KGAC-Plus».

Название химических реагентов	Концентрация химических реагентов, %				
	образец №1	образец №2	образец №3	образец №4	образец №5
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
вода	100	100	100	100	100
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,1	0,1	0,1	0,05	0,05
КОН	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
FeCl <sub>3</sub>	3	3	3	3	3
Пеногаситель	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
РАС LV	1,2	1	1	1	1
DUALFLO HT	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5
HyPR-CAP	1	0,8	0,6	0,4	0,4
Xanthangum	0,35	0,25	0,3	0,3	0,35
KCl	10	10	10	10	10
SOLTEX	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2
Биоцид	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
CaCO <sub>3</sub> F	1,5	1,5	1,5	1,5	1
CaCO <sub>3</sub> M	-	-	-	-	1
GLYCOL	3,5	3	3	3	3,5
Барит	10	10	10	10	10
АКК	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
КОН	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Глина	5	5	5	5	5
КОН для регулирования pH = 9					

На основании анализа диаграмм, приведенных на рис. 2÷6, были сделаны следующие выводы:

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,8% прочность геля уменьшается на 21÷25%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,8% величина ДНС при комнатной температуре увеличивалась на 7,4%, а при температуре 130 °С первоначально

наблюдалось снижение ДНС, а затем начиная с 0,6% отмечался его рост, который составил 31,8%;

- величина момента трения при комнатной температуре и концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% практически не изменялась, а с увеличением концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% уменьшилась на 18,7%;

- при высокой температуре (130 °С) величина момента трения при

концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% уменьшилась на 22,2%, а в диапазоне от 0,6% до 0,8% увеличивалась на 21%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% величина показателя фильтрации раствора при нормальном давлении до и после нагрева уменьшилась на 7,4%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при нормальном давлении до и после нагрева увеличивалась на 32%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,4% до 0,6% величина показателя фильтрации раствора при высоком давлении до и после нагрева уменьшилась на 12,3%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при нормальном давлении до нагрева увеличивалась на 9,1%;

- при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0,6% до 0,8% величина показателя фильтрации раствора при нормальном давлении после нагрева увеличивалась на 27,2%;

- величина показателя фильтрации раствора «KGACplus» при минимальной концентрации ингибитора «HyPR-CAP» и при нормальном давлении в пределах 0,5÷0,6% составляла 2,5÷2,8 см<sup>3</sup>, 10÷11 см<sup>3</sup> - при высоком давлении.

После выбора необходимой концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в образец №5 рецептуры ИБР «KGAC-plus» оценивалось его влияние на величину степени набухания глины при изменении концентрации ингибитора в диапазоне 0÷1%.

Из-за большой протяженности наклонного участка скважины диаметром 311 мм месторождения «Южный Дракон и Доймой», на который приходится мощная (до 2000 м) толща отложений миоцена и олигоцена, время бурения достигает 40 часов. С учетом этого факта и в соответствии с температурными условиями (130 °С) оценку влияния концентрации ингибитора «HyPR-CAP» на степень набухания глины проводили через каждые 40 часов. Результаты этих исследований приведены на рис. 7.

На графике, приведенном на рис. 7, выделены три характерных участка - I, II, III.

**Таблица 2.** Параметры образцов рецептуры ИБР «KGACplus» при комнатной температуре.

Параметры	образец №1	образец №2	образец №3	образец №4	образец №5
Условная вязкость, Па·с	140	80	70	68	66
Пластическая вязкость, Па·с	85	61	58	54	54
ДНС, Па	41,3	27,8	26,9	26,9	26,9
Прочность геля $\theta_1/\theta_{10}$ , Па	8,2/10,1	4,3/5,3	4,8/5,8	5,8/6,7	6,7/8,4
Водоотдача API, см <sup>3</sup> за 30 мин	2	3,3	2,5	2,7	2,5
Динамическая водоотдача, см <sup>3</sup> за 30 мин	8	11	10	11,4	10,2
Момент трения, Н·м	12	13	16	16	14
Глина	5	5	5	5	5

**Таблица 3.** Параметры образцов раствора «KGACplus», полученные после нагрева до 130 °С в течение 40 час.

Параметры	образец №1	образец №2	образец №3	образец №4	образец №5
Пластическая вязкость, Па·с	76	56	42	37	28
ДНС, Па	27,4	21,1	13	14,4	17,3
Прочность геля $\theta_1/\theta_{10}$ , Па	7,2/17	4,8/5,3	3,8/4,3	4,1/4,8	6,24/7,2
Водоотдача API, см <sup>3</sup> за 30 мин	2	3.5	2.8	2.9	3.0
Динамическая водоотдача, см <sup>3</sup> за 30 мин	8	14	11	12	10,2
Момент трения, Н·м	21	17	14	18	13
Глина	5	5	5	5	5

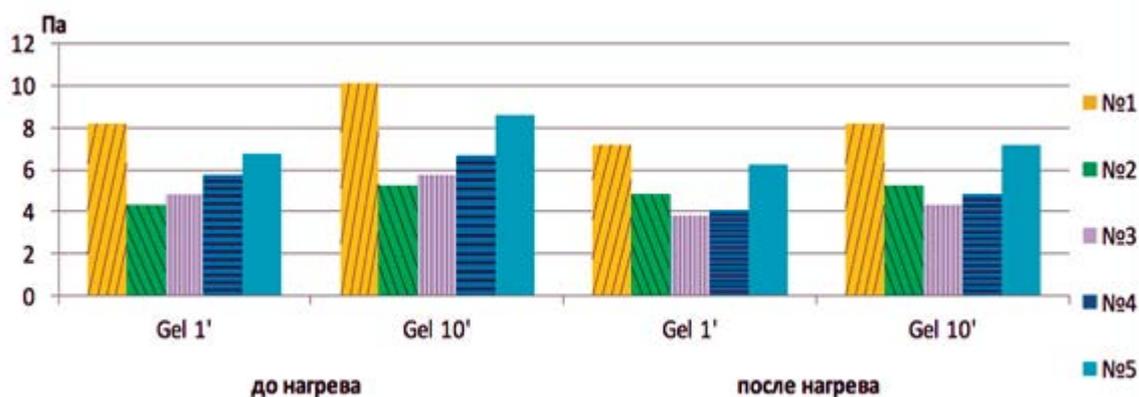


Рис. 2. Диаграммы прочности геля образцов рецептуры «KGACplus».

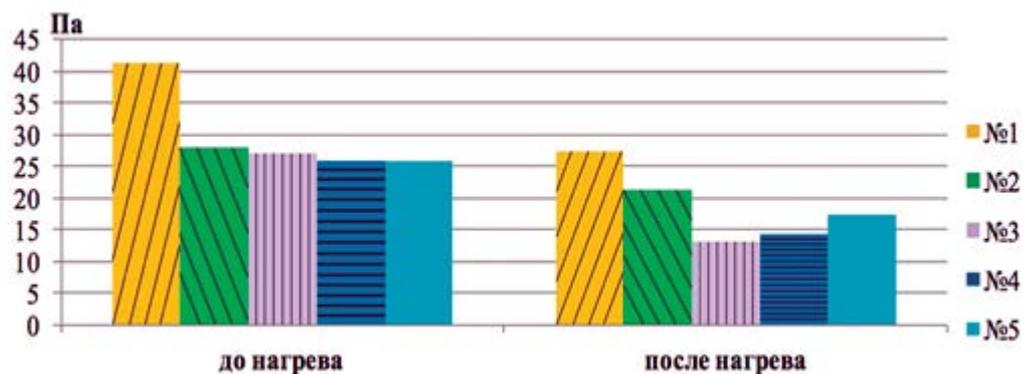


Рис. 3. Диаграммы ΔHC образцов рецептуры «КГАСplus».

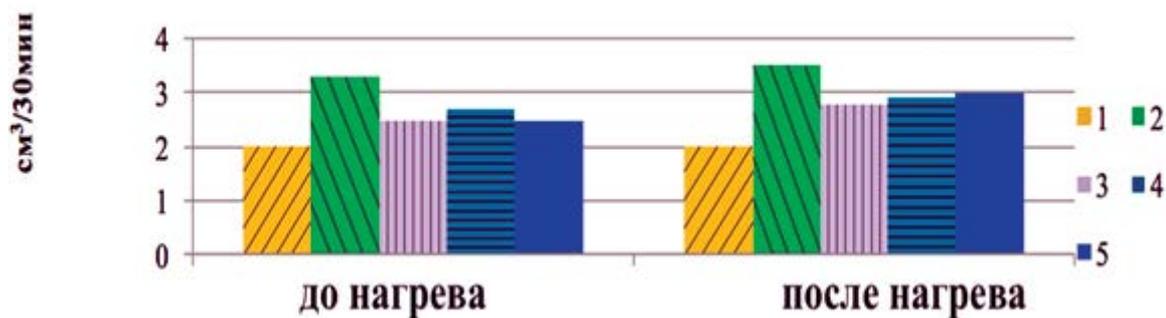


Рис. 4. Диаграммы изменения величины водоотдачи API образцов рецептуры «КГАСplus».

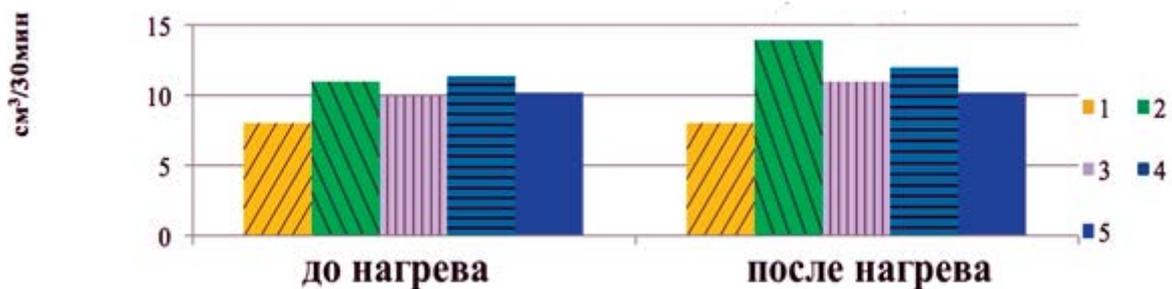


Рис. 5. Диаграммы изменения величины динамической водоотдачи (100 psi) образцов рецептуры «КГАСplus».

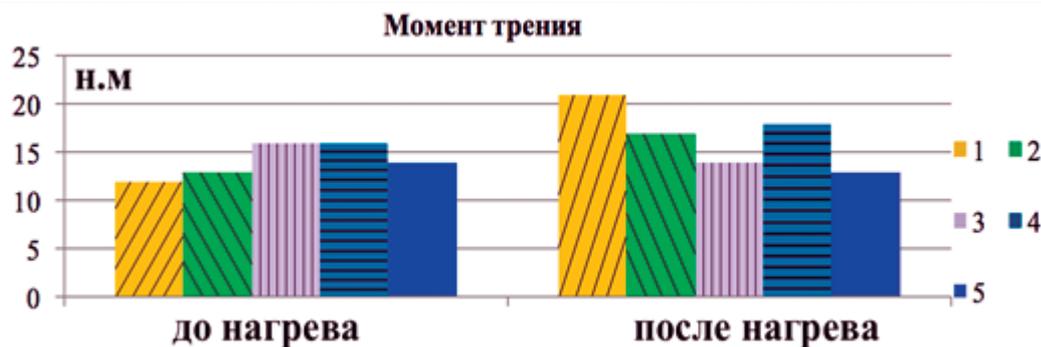


Рис. 6. Диаграммы изменения момента трения до и после нагрева образцов рецептуры «КГАСplus».

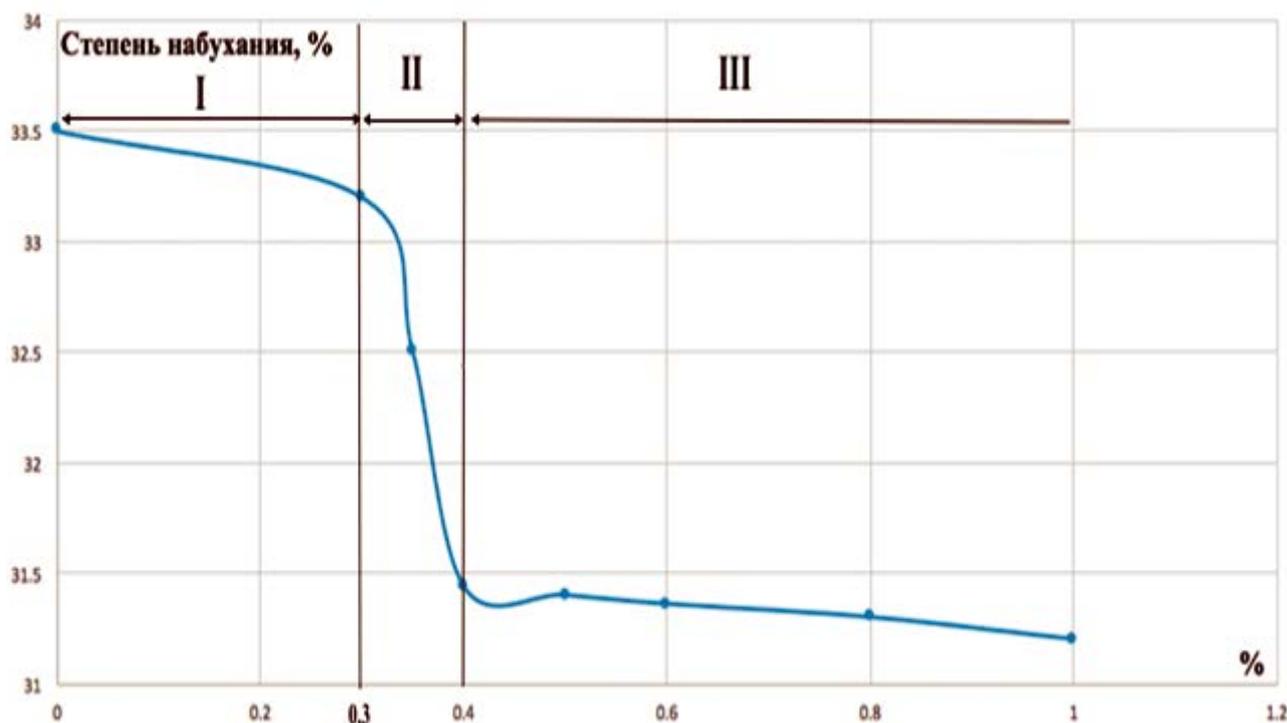


Рис. 7. График изменения степени набухания глины в зависимости от концентрации ингибитора «HyPR-CAP».

В пределах участка I при увеличении концентрации ингибитора «HyPR-CAP» от 0 до 0,3% наблюдалось медленное снижение степени набухания глины, что объясняется низким содержанием в составе раствора ингибитора, защищающего глинистые частицы от их взаимодействия с молекулами воды.

В пределах участка II при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в пределах от 0,3% до 0,4% отмечается резкое снижение на 6,1% степени набухания глины, что объясняется повышением содержания в составе раствора ингибитора и усилением действия такого реагента. При этом происходило интенсивное насыщение глинистых частиц молекулами ингибитора, что способствовало снижению гидратации этих частиц.

В пределах участка III при концентрации ингибитора «HyPR-CAP» в пределах от 0,4% до 1% происходило стабилизация значения степени набухания глины в диапазоне 31,2÷31,4%, что объясняется избыточным содержанием исследуемого ингибитора после его адсорбции на поверхности глинистых частиц.

Для сравнения ингибирующей способности, рекомендуемого нами для применения раствора «KGAC-plus» и используемого в производственных

процессах «Ultradrill» и «KCl-glycol» были проведены лабораторные исследования. По результатам этих исследований построены графики, показанные на рис. 8.

Графики, показанные на рис. 8 имеют три характерных области I\*, II\*, III\*.

В пределах области I\*, соответствующей интервалу времени от 0 до 8 час, наблюдается интенсивное увеличение степени набухания глины, что объясняется активным взаимодействием молекул воды с глинистыми частицами, причём отличается наиболее высокое приращение степени набухания глины.

В пределах области II\*, соответствующей интервалу времени от 8 до 16 час, отмечается замедление степени набухания глины до 23%, что объясняется насыщением молекулами ингибитора глинистых частиц.

В пределах области III\*, соответствующей интервалу времени от 16 до 40 час, происходит стабилизация значения степени набухания глины в пределах 23-31%, что объясняется перенасыщением молекулами ингибитора глинистых частиц.

Таким образом, для выбора наиболее эффективного метода регулирования ингибирующего действия буровых растворов при

проходке глинодержащих горных пород нами выполнены исследования по определению рациональной рецептуры полимерных буровых растворов с добавлением современных ингибиторов набухания глинистых пород. Решение такой задачи позволило существенно повысить технико-экономические показатели процесса бурения на исследуемом месторождении.

Анализ результатов сравнительного действия исследуемых буровых растворов позволил установить, что раствор «KGAC-plus» по сравнению с растворами «KGAC» и «KCl-glycol» имеет более высокую ингибирующую способность. При этом раствор «KGAC-plus» имеет равноценную с раствором «Ultradrill» ингибирующую способность, но более низкую стоимость.

По результатам выполненных исследований были получены следующие выводы и рекомендации:

- оптимальная концентрация ингибитора «HyPR-CAP» в рецептуре ИБР «KGAC-plus» составляет 0,4%. При этом параметры раствора «KGAC-plus» отвечают техническим требованиям;

- по технико-экономическим показателям раствор «KGAC-plus» является наиболее соответствующим

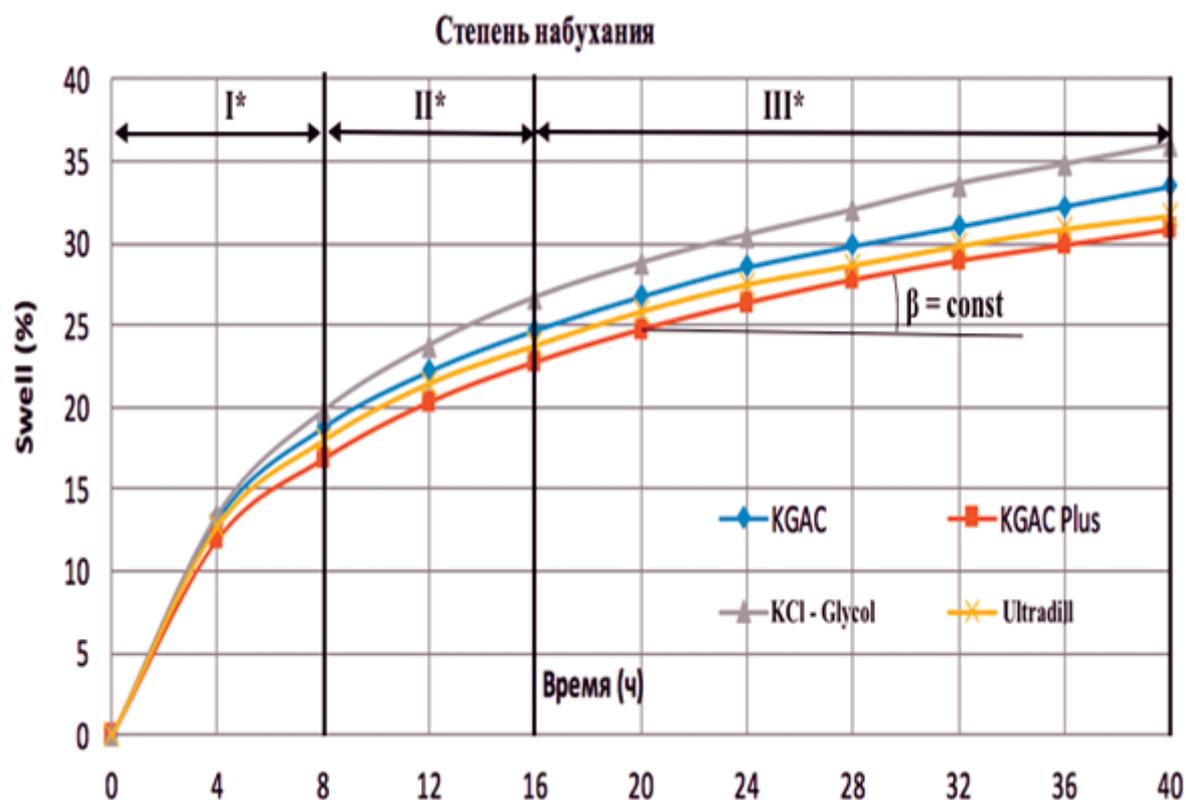


Рис. 8. Графики изменения степени набухания глины в исследуемых ингибированных буровых растворах при температуре 130 °C и высоком давлении (100 psi).

составу и свойствам глинодержащих горных пород отложений миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой» по сравнению с применяемыми буровыми растворами «KCl-glycol» и «Ultradill», так как

раствор «KGAC-plus» имеет более высокую ингибирующую способность при более низкой его стоимости;

- рекомендуется применять буровой раствор «KGAC-plus» при бурении в глинодержащих горных

породах отложений миоцена и олигоцена месторождения «Южный Дракон и Доймой».

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Адельсон И.В. Исследование мембранообразующей способности промывочных жидкостей для бурения в неустойчивых глинистых породах. Бурение и испытание поисковых и разведочных скважин. - М.: ВНИГНИ, 1982. - вып. 238.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). - М.: Недра, 1985. - 509 с.
3. Кошелев В.Н., Растегаев Б.А., Добросмыслов А.С. Использование комплексно ингибированных буровых растворов при проводке скважин // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2008. - №12. - с. 35-37.
4. Маслова О.А., Пальчикова Л.С., Мотошин Ю.А., Мойса Ю.Н. Сравнительные испытания органических ингибиторов глины // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2010. - №3. - с. 30-32.

#### REFERENCES

1. Adel'son I.V. Issledovanie membranoobrazuyushchej sposobnosti promyvochnyh zhidkостей dlya bureniya v neustojchivyh glinistyh porodah. Burenie i ispytanie poiskovyh i razvedochnyh skvazhin. - M.: VNIGNI, 1982. - v. 238.
2. Grej Dzh.R., Darli G.S.G. Sostav i svojstva burovyh agentov (promyvochnyh zhidkостей). - M.: Nedra, 1985. - 509 p.
3. Koshelev V.N., Rastegaev B.A., Dobrosmyslov A.S. Ispol'zovanie kompleksno ingibirovannyh burovyh rastvorov pri provodke skvazhin // Burenie i nef't'. - M.: LLC «Burneft'», 2008. - №12. - p. 35-37.
4. Maslova O.A., Pal'chikova L.S., Motoshin YU.A., Mojsa YU.N. Sravnitel'nye ispytaniya organicheskikh ingibitorov glin // Burenie i nef't'. - M.: LLC «Burneft'», 2010. - №3. - p. 30-32.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

5. Новиков В.С. Критерии ингибирующих свойств бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1999. – №6.
6. Соловьев Н.В., Степанов К.В. Мембранообразующая способность полимерных промысловых жидкостей при набухании глиносодержащих горных пород. // Горный информационный аналитический бюллетень. М.: ООО «Горная книга», 2010. – №7. – с. 84-93.
7. Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, НгуенТиенХунг. Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кау Лонг» (СРВ) // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. – №1. – с. 16-23.
8. Чудинова И.В. Николаев Н.И. Обоснование выбора ингибирующих реагентов для повышения устойчивости глинистых пород // «Инженер-нефтяник» - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – №2. – с. 35-41.
9. Шарафутдинов З.З. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых пород при строительстве скважин. // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2008. - №12. - с. 13-15.
10. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 192 с.

*REFERENCES (ending)*

5. Novikov V.S. Kriterii ingibiruyushchih svojstv burovogo rastvora // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 1999. – №6.
6. Solov'ev N.V., Stepanov K.V. Membrano-obrazuyushchaya sposobnost' polimernyh promyvochnyh zhidkostej pri nabuhanii glinosoderzhashchih gornyh porod. // Gornyj informacionnyj analiticheskij byulleten'. M.: LLC «Gornaya kniga», 2010. – №7. – p. 84-93.
7. Solov'ev N.V., CHan Suan Dao, NguenTienHung. Analiz racional'nyh uslovij primeneniya ingibirovannyh burovyh rastvorov pri prohodke neftnyah skvazhin v bassejne «Kau Long» (SRV) // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC «IDS Drilling», 2016. – №1. – p. 16-23.
8. CHudinova I.V. Nikolaev N.I. Obosnovanie vybora ingibiruyushchih reagentov dlya povysheniya ustojchivosti glinistyh porod // «Inzhener-neftyanik» - M.: LLC «IDS Drilling», 2017. - №2. - p. 35-41.
9. SHarafutdinov Z.Z. Primenenie nanotekhnologij dlya stabilizacii glinistyh porod pri stroitel'stve skvazhin. // Burenie i neft'. - M.: LLC «Burneft», 2008. - №12. - p. 13-15.
10. SHarafutdinova R.Z., Ishbaev G.G. Burovye rastvory dlya stroitel'stva skvazhin v glinistyh gornyh porodah. - M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2012. – 192 p.

УДК 622.24.063.2

# Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском газоконденсатном месторождении

А.М. Гайдаров – техник; А.А. Хуббатов – кандидат техн. наук, зам. начальника лаборатории;  
М.М-Р. Гайдаров – доктор техн. наук, зав. сектором  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Одним из важнейших резервов повышения технико-экономических показателей бурения в сложных геолого-технических условиях Прикаспийской впадины является применение рациональных типов буровых растворов. Выбор буровых растворов в сложных геолого-технических условиях осуществляется исходя из литологических

особенностей разреза, воздействия различных агрессивных факторов (температуры, давления, солей, сероводорода, углекислоты и др.), опыта строительства скважин и др. Бурение скважин в Прикаспийской впадине сопровождается значительными финансовыми, материальными и временными затратами. Астраханская ГКМ

входит в число наиболее сложных нефтегазоносных площадей в Прикаспийской впадине. Геологический разрез Прикаспийской впадины делится на надсолевой, солевой и подсолевой отложения, что и определяет тип применяемого раствора в каждом структурном комплексе.

Строительство эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ ведётся с 80-х годов прошлого столетия. За это время на Астраханском ГКМ пробурено свыше 200 скважин.

В процессе строительства скважин в каждом структурном комплексе применяются различные типы традиционных буровых растворов: ингибирующие – в надсолевых глинистых отложениях, соленасыщенные утяжеленные – в солевых отложениях, сероводородостойкие меловые – в подсолевых отложениях.

Бурение надсолевых глинистых отложений на Астраханском ГКМ с применением традиционных ингибирующих растворов практически всегда, сопровождается:

- загущением бурового раствора за счёт роста концентрации глинистой (коллоидной) фазы;
- наработкой бурового раствора и перерасходом химических реагентов;
- потерей устойчивости стенки скважины (вывалы, осыпи и обвалы);
- сужением и кавернообразованием ствола;
- сальникообразованиями, желобообразованиями, затяжками, посадками, заклинками, проработками;
- ухудшением технико-экономических показателей бурения;
- увеличением затрат на бурение скважины.

Из огромного списка ингибирующих буровых растворов, прошедших испытание в надсолевых глинистых отложениях при строительстве скважин на Астраханском ГКМ с целью минимизации указанных проблем следует выделить следующие рецептуры:

- нефтеэмульсионные полимер-глинистые, включающие смазочные добавки свыше 15% (нефть, Т-66,СМАД, окисленный битум в дизельном топливе);
- полимер-глинистые, включающие смазочные добавки, детергент MC-shurf и стабилизированные карболигносульфонатом пековым;
- гликолевые полимер-глинистые, включающие смазочные добавки;
- полимер-глинистые – калиевые, кальциевые, минерализованные, силикатные, ацетатнатриевые, гликолевые (триэтиленгликоль, глицерин);
- малоглинистые, включающие водорастворимые эфиры целлюлозы, крахмал, акрилаты, полиакриламид, лигносульфонаты и т.д.;
- синтетические, включающие таловое масло до 12-14%, гликоли до 12%;
- гидрофобные эмульсии на основе дизельного топлива (скважина №717) и нефти (скважина №708).

Применение различных типов буровых растворов с водной дисперсионной средой на Астраханском ГКМ российскими и зарубежными сервисными компаниями не привели к решению проблем глинистых пород.

Применение углеводородных систем позволило частично снизить наработку раствора, однако проблемы, связанные с нарушением устойчивости ствола скважины – осыпи, обвалы, образование сальников, желобов и каверн, остались на том же уровне, при этом даже, не удалось частично их уменьшить.

Основной причиной неудовлетворительных результатов применения традиционных буровых растворов с водной

дисперсионной средой являются их низкие ингибирующие и крепящие свойства [1, 2, 3].

При бурении глинистых отложений, примыкающих к мутьевой зоне и крутым склонам соляных истоков, следует ожидать тяжелые осложнения, связанные с нарушением устойчивости ствола в надсолевом разрезе за счёт роста напряжений, обусловленных течением солей. [4, 5].

В наиболее сложных разрезах, кроме большой протяженности глинистых отложений, встречаются палеогеновые отложения, представленные неустойчивыми набухающими глинами монтморилонитового типа с содержанием различных микроорганизмов и бактерий. Мощность палеогеновых отложений колеблется от 50-100 м до 1000 м и более. Таким образом, кроме проблем с наработкой раствора и потерей устойчивости ствола скважины в палеогеновых отложениях буровой раствор подвергается агрессивному воздействию бактерий и микроорганизмов. Использование бактерицидов в составах традиционных растворов не всегда дает положительные результаты.

Не меньшие трудности применения традиционных растворов вызваны их низкой устойчивостью к кальциевой агрессии. Концентрация кальция в фильтрате бурового раствора в процессе бурения возрастает за счёт используемой воды для обработки раствора и поступления из пластов горных пород, что ухудшает показатель фильтрации и структурно-реологические параметры. Для снижения концентрации катионов кальция в рабочий раствор периодически добавляют карбонат или бикарбонат натрия.

В последние годы для повышения качества строительства скважин в надсолевых отложениях Астраханского ГКМ применяются поликатионные системы Катбурр. В настоящее время прошли промысловые испытания следующие модификации Катбурр с условными названиями: экспериментальный состав Катбурр (Э) (патент №2492208), ингибирующий состав Катбурр (И) (патент №2567065), усиленно-ингибирующий состав Катбурр (2И) (патент №2534286), крепящий ингибирующий состав Катбурр (КИ) (патент №2567580).

Первое испытание поликатионной системы осуществлялось на экспериментальном составе Катбурр (Э). При бурении глинистого интервала с использованием модификации Катбурр (Э) основные проблемы были связаны с низкими крепящими свойствами бурового раствора, а также с недостаточной его выносящей способностью. Все это привело к значительным проработкам, затяжкам, посадкам, сальникообразованиям в процессе бурения [6].

Недостатки экспериментального Катбурр (Э) были учтены при бурении следующих скважин №1082, №916 и №4450 (табл.1, 2).

Во всех скважинах, где применялись поликатионные системы Катбурр, было достигнуто превышение фактической механической скорости бурения над проектной, причём превышение на первых трёх скважинах составило 40-44%, а при бурении скважины №4450 с применением Катбурр (КИ) – 61% (табл. 3). Отметим, что кроме первой скважины №939, где готовился свежий Катбурр (Э), на все остальные скважины завозили ранее использованный Катбурр для повторного применения. После химических обработок из завезенного раствора получали требуемую модификацию Катбурр. Таким образом, Катбурр успешно прошел промысловые испытания по многократному использованию раствора.

**Таблица 1.** Результаты применения модификаций Катбурр при бурении под первую техническую колонну в скважинах №1082 и №916 АГКМ.

Показатели	Скважина №915, базовый	Скважина №1082, Катбурр (И)	Скважина №916, Катбурр (2И)
Интервал бурения, м	350-2486	350-2101	350-2414
Механическая скорость бурения, м/ч	3,7	4,9	4,8
Коэффициент кавернозности	1,33	1,24	1,31
Время, затраченное на СПО и проработки, час	805	324	449
Время, затраченное на стабилизацию ствола, час	246	167	172
Показатель коллоидной фракции, $\Delta C_k$ , %	$\geq 7-11$	$\leq 0$	$\leq 0$
Коэффициент наработки	0,9	0,01	0,01
Наработка раствора, м <sup>3</sup>	1250	0	0

**Таблица 2.** Результаты применения модификации Катбурр (КИ) при бурении под первую техническую колонну в скважине №4450 АГКМ.

Показатели	Скважина №707, полимеркалиевый	Скважина № 4450, Катбурр (КИ)
Интервал бурения, м	350-3620	350-3420
Механическая скорость бурения, м/ч	1,6	4,4
Коэффициент кавернозности	1,57	1,31
Время, затраченное на осложнение, связанное с потерей устойчивости ствола, час	1377	393
Показатель коллоидной фракции, $\Delta C_k$ , %	$\geq 8-12$	$\leq 0 (-1,4)$
Коэффициент наработки	$\approx 1,1$	0,01
Наработка раствора, м <sup>3</sup>	2860	0

**Таблица 3.** Механическая скорость бурения при применении растворов Катбурр.

Показатели	№ скважины, раствор			
	№939 Катбурр (Э)	№1082 Катбурр (И)	№916 Катбурр (2И)	№4450 Катбурр (КИ)
Интервал бурения, м:	350-2900	350-2101	350-2414	350-3420
Проектная механическая скорость бурения, м/ч:	2,76	3,40	3,40	2,76
Фактическая механическая скорость бурения, м/ч:	3,86	4,9	4,8	4,44

Применение поликатионных систем Катбурр в надсолевых отложениях позволило значительно снизить затраты на химические реагенты. Так, при бурении надсолевого комплекса с использованием традиционного раствора в скважине №915 затраты на реагенты составили 21 млн. руб, а на модификациях Катбурр в скважинах №916 и №1082 соответственно 18,3 млн. руб и 11 млн. руб. Фактический экономический эффект от применения Катбурр (КИ) в надсолевом интервале в скважине №4450 в сравнение с базовым традиционным раствором в скважине №707 составил свыше 47 млн. руб.

Таким образом, применение поликатионных систем Катбурр в глинистых отложениях Астраханского ГКМ обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения и снижение затрат на строительство скважины за счёт предотвращения наработки бурового раствора и улучшения состояния ствола скважины.

В солевых отложениях Астраханского ГКМ ассортимент применяемых традиционных буровых растворов не отличается разнообразием. Используемые традиционные буровые растворы представлены соленасыщенными по хлористому натрию глинистыми суспензиями, стабилизированные крахмалом и утяжеленные баритом до плотности 2000 кг/м<sup>3</sup> и более.

Наибольшие проблемы при бурении скважин в солевых отложениях обусловлены наличием рапоносных горизонтов или линз, неустойчивых межсолевых глинистых пород, склонных к пластической деформации и осыпаниям, солей, обладающих высокой растворимостью (сильвинит, бишофит, карналлит), а также солей, склонных к пластической деформации при нарушении естественного равновесия массива.

В условиях проявления рапы с дебитами свыше 10 м<sup>3</sup>/сут. процесс бурения скважины практически невозможен. Ликвидировать проявление рапы при высоких дебитах методом самоизлива не удастся. Все скважины с высокими дебитами рапы обычно ликвидируют. В скважинах, законченных с проявлением рапы, существует большая вероятность заколонных перетоков. В условиях проявления рапы с дебитами менее 10 м<sup>3</sup>/сут при отсутствии в открытом стволе поглощающих пластов появляется возможность доутяжеления бурового раствора до требуемой плотности с последующим продолжением процесса углубления скважины.

Как правило, рапоносные горизонты приурочены к подошве солевых отложений. Солевой состав рапы колеблется от насыщенного рассола хлористого натрия до насыщенного рассола хлористого магния с различной концентрацией катионов кальция. Во многих случаях рапа насыщена газами, в том числе сероводородом и углекислотой.

Повышение плотности бурового раствора с целью предупреждения рапопроявления часто сопровождается гидроразрывом пласта и поглощением. Поэтому во многих случаях приходится вести бурение при частичном рапопроявлении, что приводит к проблемам поддержания стабильных структурно-реологических и фильтрационных показателей и плотности бурового раствора. Утяжеленные буровые растворы при поступлении рапы теряют структурные свойства утяжелитель седиментирует, показатель фильтрации возрастает и т.д. Для поддержания свойств бурового раствора приходится периодически вводить большое количество материалов и реагентов, при этом затрачивается много времени. Для предотвращения рапопроявления на Астраханском ГКМ зачастую

требуется применение соленасыщенных утяжеленных растворов плотностью более 2100-2150 кг/м<sup>3</sup>. Однако, из-за чрезмерно высокой концентрации твёрдой фазы традиционные растворы становятся трудноуправляемыми при плотностях более 2100-2150 кг/м<sup>3</sup>, поэтому часть рапопроявляющих скважин приходится ликвидировать. Применением известных утяжелителей – барита и гематита, не удается повысить плотность раствора до требуемых значений. С целью повышения плотности раствора до 2250 кг/м<sup>3</sup> и выше испытаны утяжелители Б1 (УБ1) и Б2 (УБ2). Эти утяжелители не совместимы с традиционными растворами, но хорошо зарекомендовали себя с поликатионными системами Катбурр (табл. 4).

Серьезным испытанием для традиционных растворов является агрессия катионами кальция при проходке гипсов и ангидритов.

Коагуляционные процессы и тиксотропные свойства традиционных буровых растворов в условиях воздействия кальциевой агрессии и высоких температур до 110-115 °С значительно усиливаются, и раствор приобретает консистенцию, тяжело прокачиваемой вязкой жидкости. Восстановление показателей бурового раствора требует дополнительных затрат реагентов и времени.

Проблема сохранения устойчивости ствола при проходке межсолевых глинистых пород также не решена. Нарушение устойчивости межсолевых глинистых пород проявляется как в виде течения пластичных глин, так и осыпания аргиллитов.

В практике бурения перед вскрытием солевых отложений производят перевод пресной системы на соленасыщенную путем ввода солей. В зависимости от содержания глинистой фазы в составе бурового раствора засолонение приводит либо к коагуляционному разжижению, либо к коагуляционному загущению. Так как содержание глинистой фазы в буровом растворе практически всегда выше допустимых значений, то засолонение обычно приводит к коагуляционному загущению. В связи с этим перед засолонением производят снижение концентрации глинистой фазы путем разбавления водными растворами стабилизаторов.

Количество и тип стабилизаторов определяется требуемой величиной показателя фильтрации. Все традиционные анионно-неионные буровые растворы при засолонении подвержены дестабилизации, выражающейся в росте показателя фильтрации и ухудшении технологических свойств и показателей.

В таких случаях целесообразнее использовать буровые растворы с широким диапазоном плотностей, менее уязвимые к разбавлениям рапой, устойчивые к агрессии поливалентных солей, температуры, сероводорода и углекислоты.

В отличие от традиционных поликатионные системы Катбурр при попадании в буровой раствор различных солей из проходимых пород или пластовых вод и засолонении перед вскрытием солевых отложений проявляют высокую устойчивость и сохраняют стабильные технологические показатели [3, 7, 8]. Причем, наличие катионов кальция и магния не оказывает отрицательного влияния на свойства и показатели Катбурр.

Особо следует отметить высокую устойчивость Катбурр к кальциевой агрессии и разбавлениям рапой при забойной температуре 110 °С (табл. 5).

Максимальное снижение плотности (от 2100 кг/м<sup>3</sup> до 1850 кг/м<sup>3</sup>) Катбурр за счёт поступления рапы в скважину зафиксировано при проведении ГИС, однако

**Таблица 4.** Показатели традиционных и поликатионных соленасыщенных утяжеленных растворов.

№	Исходный раствор, обработка	Технологические показатели раствора						
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$T$ , с	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , Па	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	ПФ, см <sup>3</sup>	рН
традиционный соленасыщенный утяжеленный раствор								
1	Раствор с скв. №631	2020	60	56	11	38/86	2,1	10
2	№1 + барит	2160	236	122	43	210/620	3,8	10
3	№1 + гематит	2180	пастообразная консистенция					
4	№1 + УБ2	2180	пастообразная консистенция					
поликатионный соленасыщенный утяжеленный раствор (Катбувр)								
5	Раствор с скв. №4450	2020	72	59	14	40/60	3,5	7
6	№1 + барит	2160	123	106	21	70/130	3,7	7
7	№1 + гематит	2180	пастообразная консистенция					
8	№1 + УБ1	2250	84	90	15	25/70	3,8	7
9	№1 + УБ2	2260	78	86	9	18/45	2,2	7

**Таблица 5.** Сравнительные показатели рабочего поликатионного раствора и забойных пачек при рапопроявлении.

Раствор	Технологические показатели						Содержание в фильтрате, г/л	
	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$T$ , с	ПФ, см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	$\eta$ , мПа·с	$\tau$ , Па	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>
до технического отстоя плотность раствора в скважине составляла 1980 кг/м <sup>3</sup>								
рабочий	1980	73	2,1	3,8/6,2	55	26	10,8	1,2
пачка	1910	68	2,3	3,4/5,8	50	22	12,2	1,1
до технического отстоя плотность раствора в скважине составляла 2100 кг/м <sup>3</sup>								
рабочий	2100	87	2,0	3,3/4,8	59	19	11,5	1,5
пачка	1850	42	3,5	1,4/2,4	32	10	13,6	1,2

структурно-реологические и фильтрационные показатели забойных пачек имели приемлемые проектные значения. Восстановление показателей поликатионного раствора сводилось к повышению плотности облегченных забойных пачек путем утяжеления баритом.

На различных этапах борьбы с рапопроявлением и при проведении ремонтно-изоляционных работ, включая разбурку цементных мостов, поликатионные системы

проявили исключительную стабильность свойств и показателей: дополнительных химических обработок по выравниванию фильтрационных и структурно-реологических параметров не производилось.

Использование модификаций поликатионных систем в интервале солевых отложений позволило сократить затраты на строительство скважин. Например, экономический эффект от использования модификаций поликатионных

систем в надсолевом и солевом комплексах на примере скважин №916 и №1082 составили 67 и 56 млн руб. соответственно.

В подсолевых отложениях применяют традиционный сероводородостойкий меловой раствор. После разбухания цементного стакана и опресовки эксплуатационной колонны на герметичность исходный буровой раствор в скважине заменяется на традиционный меловой сероводородостойкий, включающий бентонит, мел, крахмал, биоксан, ПАЦ, хлористый натрий, бактерицид, каустическую и кальцинированную соду, смазывающие добавки, гликоли и нейтрализатор сероводорода ЖС-7.

При необходимости получения бурового раствора с плотностью более 1400-1450 кг/м<sup>3</sup> производят утяжеление сидеритом.

Ствол скважины в карбонатных отложениях обычно имеет номинальный размер, но против пород-коллекторов с высокой проницаемостью может образоваться сужение за счет формирования толстой корки, поэтому показатель фильтрации в забойных условиях должен иметь минимальное значение.

Основные проблемы при проходке подсолевых продуктивных отложений связаны с поглощениями и низкой устойчивостью традиционного бурового раствора к комплексному воздействию высоких температур 115-120 °С, сероводорода и углекислоты. Поступление в буровой раствор сероводорода и углекислоты в сочетании с высокой температурой провоцирует падение рН среды и благоприятствует протеканию ферментативного разложения полисахаридов на поверхности, что приводит к ухудшению всех показателей. Восстановление показателей раствора осуществляется с большими затратами материалов и времени. В летнее время добавки бактерицида малоэффективны, поэтому его количество увеличивают в несколько раз. Несмотря на это рабочий раствор приобретает неприятный запах.

Поскольку количество вводимых кольяментов в традиционные растворы строго регламентировано и ограничено из-за роста структурно-реологических показателей, то эффективность мероприятий по борьбе с частичными поглощениями не высока.

Следовательно, применение существующих традиционных меловых растворов в подсолевых отложениях создает определенные трудности, в связи с чем рекомендованы меловые модификации Катбурр для заканчивания скважин.

Рекомендуемая меловая модификация Катбурр, обладает более высокой устойчивостью к воздействию высоких температур, сероводорода и углекислоты в диапазоне рН от 3 до 12, а показатели и свойства раствора проявляют устойчивость, к агрессии катионов кальция и магния.

Кроме того, данная модификация Катбурр проявляет

высокую ферментативную устойчивость в широком диапазоне рН и температур.

Меловая модификация Катбурр успешно прошла стендовые испытания на устойчивость к сероводородной, углекислотной и температурной агрессии, в условиях идентичных, условиям продуктивного пласта Астраханского ГКМ.

Далее, проведена оценка влияния на восстановление проницаемости продуктивных коллекторов Астраханского ГКМ меловой модификации Катбурр в сравнении с проектным меловым раствором на установке FDES-645.

Из результатов проведенных исследований следует, что рекомендуемая меловая модификация Катбурр не уступает по качеству первичного вскрытия традиционному меловому раствору для карбонатных коллекторов трещиноватого типа Астраханского ГКМ (табл. 6).

Проведенные испытания меловой модификации Катбурр показали, что Катбурр оказывает минимальное загрязняющее воздействие на терригенные коллектора [9].

В настоящее время меловая модификация Катбурр проходит опытно-промысловые испытания при заканчивании скважины №4450.

### Выводы

1. Применение различных модификаций Катбурр в надсолевом и солевом комплексе показало значительное их превосходство над традиционными растворами.

2. С целью создания единой системы поликатионных растворов для всего цикла строительства скважины, рекомендована меловая модификация Катбурр для первичного вскрытия продуктивных коллекторов и освоения.

**Таблица 6.** Влияние различных буровых растворов на коэффициент восстановления проницаемости ( $K_v$ ) карбонатных коллекторов АГКМ.

Проницаемость по керосину, мД		Проницаемость по керосину после воздействия бурового раствора, мД	$K_v$
прямая	обратная		
традиционный меловой			
0,9	0,9	0,36	0,40
0,8	0,8	0,28	0,35
1,2	1,2	0,52	0,43
традиционный безглинистый (без твердой фазы)			
0,8	0,8	0,37	0,46
1,4	1,3	0,47	0,36
меловая модификация Катбурр			
0,8	0,8	0,31	0,39
1,5	1,4	0,66	0,47

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гайдаров М.М.-Р., Бельский Д.Г., Изюмченко Д.В. и др. Устойчивость глинистых пород при строительстве скважин: науч.-техн. обзор – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014. – 100 с.
2. Гайдаров М.М.-Р., Киршин В.И. и др. Катионные буровые растворы для бурения глинистых отложений // Газовая промышленность – М.: ООО «Камелот Паблишинг», 2014. - №9. – с. 114-119.
3. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., Жирнов Р.А., Сутырин А.В., Гайдаров М.М.-Р. Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. - №7 – с. 36-49.
4. Джумагалиев Т.Н., Утегалиев С.У., Танкибаев М.А. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины. (Казакский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт).– М.: Недра, 1986. – 176 с.
5. Гайдаров М.М.-Р., Андреев В.П., Жарменов С.Б. Разработка и промысловые испытания кольматантов для сохранения устойчивости потенциально неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательский дом «Нефтяное хозяйство», 1994. – №3. – с. 30-33.
6. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Илалов Р.С., Волков В.Е., Солнышкин Д.Г., Петросян Ф.Р., Коноплева О.В., Трухина Н.В., Гайдаров М.М.-Р. О применении катионного бурового раствора на скважине №939 Астраханского ГКМ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. - №9. – с. 31-39.
7. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Храбров Д.В., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р., Никитин В.В., Иванов А.И. Применение поликатионных буровых растворов при бурении соленосных отложений в Прикаспийской впадине // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. - №1 – с. 33-39.
8. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р. Опыт применения утяжеленных катионных буровых растворов // Нефтяное хозяйство – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2016. - №9 – с. 44-48.
9. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Богданова Ю.М. Буровой раствор для заканчивания, освоения и капитального ремонта скважин в терригенных коллекторах: патент №2534286. – 29 сентября 2014.

## REFERENCES

1. Gajdarov M.M.-R., Bel'skij D.G., Izyumchenko D.V. i dr. Ustojchivost' glinistykh porod pri stroitel'stve skvazhin: nauch.-tekhn. obzor – M.: LLC «Gazprom VNIIGAZ», 2014. – 100 p.
2. Gajdarov M.M.-R., Kirshin V.I. i dr. Kationnye burovyе rastvory dlya bureniya glinistykh otlozhenij // Gazovaya promyshlennost' – M.: LLC «Kamelot Pablishing», 2014. - №9. – p. 114-119.
3. Gajdarov A.M., Hubbatov A.A., Hrabrov D.V., ZHirnov R.A., Sutyryn A.V., Gajdarov M.M.-R. Polikationnye sistemy Katburr – novoe napravlenie v oblasti burovyh rastvorov // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2017. - №7 – p. 36-49.
4. Dzhumagaliyev T.N., Utegaliev S.U., Tankibaev M.A. Osobennosti razvedki i bureniya skvazhin na neft' i gaz v podsolevykh karbonatnykh otlozheniyakh vostoka Prikaspijskoj vpadiny. (Kazahskij nauchno-issledovatel'skij geologorazvedochnyj neftyanoj institut).– M.: Nedra, 1986. – 176 p.
5. Gajdarov M.M.-R., Andreev V.P., ZHarmenov S.B. Razrabotka i promyslovyе ispytaniya kol'matantov dlya sohraneniya ustojchivosti potencial'no neustojchivykh porod // Neftyanoе hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'skij dom «Neftyanoе hozyajstvo», 1994. – №3. – p. 30-33.
6. Hubbatov A.A., Gajdarov A.M., Norov A.D., Ilalov R.S., Volkov V.E., Solnyshkin D.G., Petrosyan F.R., Konopleva O.V., Truhina N.V., Gajdarov M.M.-R. O primeneniі kationnogo burovogo rastvora na skvazhine №939 Astrahanskogo GKM // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2014. - №9. – p. 31-39.
7. Hubbatov A.A., Gajdarov A.M., Hrabrov D.V., Norov A.D., Gajdarov M.M.-R., Nikitin V.V., Ivanov A.I. Primenenie polikationnykh burovyh rastvorov pri bureniі solenosnykh otlozhenij v Prikaspijskoj vpadine // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2017. - №1 – p. 33-39.
8. Gajdarov A.M., Hubbatov A.A., Norov A.D., Gajdarov M.M.-R. Opyt primeneniya utyazhelennykh kationnykh burovyh rastvorov // Neftyanoе hozyajstvo – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoе hozyajstvo», 2016. - №9 – p. 44-48.
9. Gajdarov M.M.-R., Hubbatov A.A., Gajdarov A.M., Bogdanova YU.M. Burovoj rastvor dlya zakanchivaniya, osvoeniya i kapital'nogo remonta skvazhin v terrigennykh kollektorah: patent №2534286. – 29.09.2014.

# СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

реклама

▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ



АВТОМОБИЛИ КАМАЗ  
С ДВИГАТЕЛЯМИ CUMMINS  
ISLe 340, 375, 400



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ► [ksm@riat.ru](mailto:ksm@riat.ru)

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-03

# Результаты компьютерного моделирования температурного режима алмазного бурового инструмента

М.С. Попова – старший преподаватель  
(Донецкий Национальный Технический Университет)

Перспективным породоразрушающим инструментом являются алмазные долота и коронки, изготовленные с использованием синтетических зернистых алмазов. С возможностью синтеза алмазного сырья зернистостью более 100 шт/карат появились предпосылки широкого использования синтетических алмазов в качестве режущих элементов однослойного породоразрушающего инструмента, что послужило толчком для совершенствования конструкции существующего алмазного инструмента и изучения процессов, возникающих при бурении. В частности актуален вопрос разработки однослойного бурового инструмента для бурения скважин различного назначения в горных породах средней твердости и твердых, оснащенных синтетическими алмазами. Одним из важнейших при создании высоко работоспособного инструмента являются условия соблюдения температурного режима алмазных резов, изготовленных из синтетических алмазов.

Анализ многочисленных исследований алмазного инструмента показал, что взаимодействие его с горной породой во время бурения сложный процесс, в котором участвуют взаимосвязанные механические, тепловые и гидравлические явления. Поэтому при проектировании конструкций нового бурового инструмента необходимо использовать в качестве методологического комплексный подход, одновременно учитывающий механическое нагружение алмазов, температурный режим и циркуляцию промывочной жидкости на забое.

В настоящее время использование компьютерного моделирования позволяет более детально проанализировать работу коронки на забое скважины. Многие зарубежные фирмы-разработчики, например, такие как Ideas, Smith Bits с успехом применяют программные системы при проектировании породоразрушающего инструмента [1]. Подобный подход позволяет быстро и с регулируемой точностью производить исследования любого уровня.

Для моделирования температурного режима работы однослойного алмазного бурового инструмента выбран метод конечных элементов. Исходными данными являлись конструкция инструмента, расход промывочной жидкости, частота вращения, забойная мощность, реализуемая каждым алмазом и зависящая от толщины снимаемого слоя породы этим алмазом.

В связи с тем, что модель является трехмерной и включает в себя тела различного агрегатного состояния, учитывает различные физические процессы, при решении использовались основные законы механики сплошной среды:

– уравнение неразрывности:

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0, \quad (1)$$

– уравнение движения ( $j = 1, 2, 3$ ):

$$\rho \left( \frac{\partial u_j}{\partial \tau} + \sum_{i=1}^3 u_i \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) = \rho F_j - \frac{\partial P}{\partial x_j} + \sum_{i=1}^n \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \eta \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (2)$$

– уравнение энергии:

$$\rho c_p \left( \frac{\partial T}{\partial \tau} + \sum_{i=1}^3 u_i \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) = \sum_{i=1}^3 \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + q_v, \quad (3)$$

где  $x_i$  – декартовы координаты ( $x, y, z$ );

$\tau$  – время;

$c_p, \rho, \eta, \lambda$  – удельная теплоемкость, плотность, коэффициент вязкости и теплопроводность жидкости;

$u_i$  – проекции вектора скорости на соответствующие оси координат;

$P$  – давление;

$T$  – температура;

$F_j$  – проекции массовых сил на оси координат;

$q$  – мощность внутренних или объемных источников энергии.

За основу параметрической принята та часть модели, которая достоверно учитывает симметрию процессов происходящих в коронке.

Модель (рис. 1) состоит из нескольких областей решения поставленной задачи – доменов. Для каждой конструкции алмазного бурового инструмента составляется своя объемная модель. В каждой модели выделены домен очистного агента, породы, сектора, корпуса и алмазов.

Для каждого домена задается начальная температура 20 °С и обязательное условие теплообмена. Сопряжение между доменами описывается законами

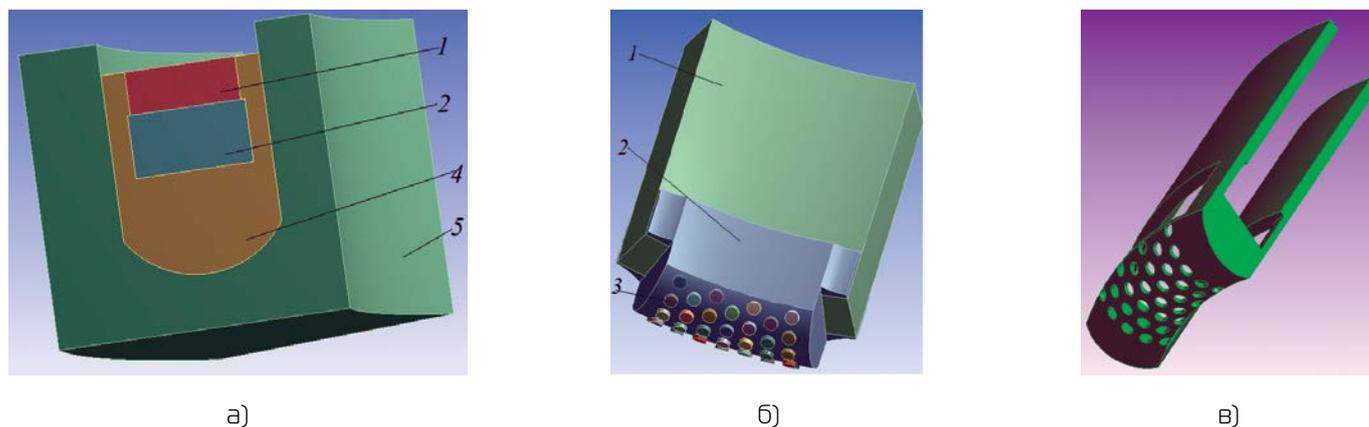


Рис. 1. Пример модели взаимодействия алмазной однослойной коронки с породой на забое скважины: а – модель в сборе; б – домен корпуса, сектора и алмазов; в – домен воды. 1 – корпус; 2 – сектор; 3 – алмаз; 4 – очистной агент; 5 – порода.

сохранения энергии. Передача тепла от домена к домену происходит без потерь и сопротивлений. При этом учитывается относительное вращение доменов. Для вращающихся доменов и на контакте с ними задается граничное условие вращающейся поверхности с заданной постоянной частотой вращения.

С целью приближения модели к реальным условиям на границах модели задается коэффициент теплопередачи соответствующей породы.

Система уравнений (1-3) записывается для каждого домена и решается совместно с учетом приведенных допущений.

На результат решения задачи предложенным методом большое влияние будет оказывать сетка разбиения модели на элементы. Основной областью исследования является зона взаимодействия алмазов с породой. Поэтому для домена корпуса инструмента достаточно крупной сетки, в то время как домен очистного агента и алмазов должен быть разбит на большее количества элементов для получения точного и достоверного решения.

Составленная модель позволяет определять температуру, направление и скорость течения жидкости, давление в любой точке призабойной зоны. С помощью данной модели можно детально исследовать температурные и гидравлические процессы даже в самых мелких элементах и труднодоступных местах расчётной схемы. Например, можно легко определить распределение температуры внутри любого алмаза (рис. 2).

Предложенный метод моделирования открывает возможности исследования и анализа особенностей распределения температуры на забое скважины в различных условиях. Например, используя данный метод, рассматривалась работа однослойной алмазной коронки в воздушной среде с циркуляцией и без циркуляции очистного агента и при циркуляции на забое технической воды. Результат такого исследования – картина распределения температуры на торце однослойной коронки с радиальной раскладкой алмазов в секторе. Максимально нагретыми являются алмазы второго радиального ряда, алмазы первого радиального

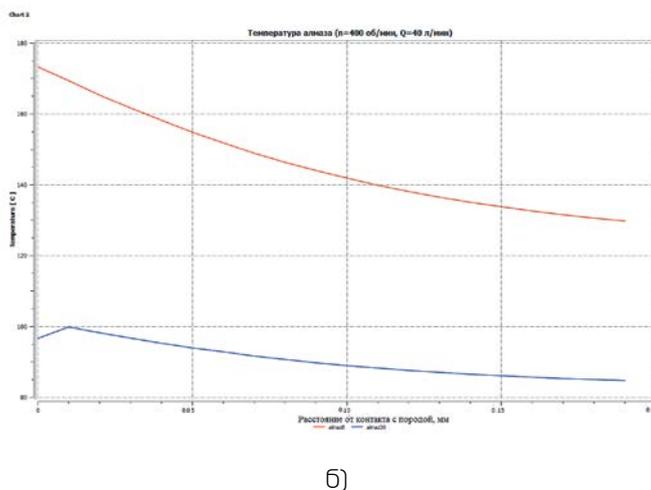
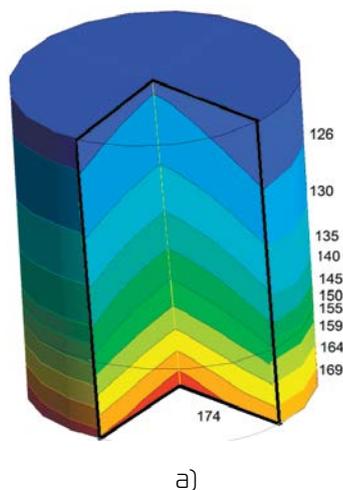


Рис. 2. Распределение температуры в алмазе: а – пример результата моделирования; б – график распределения температуры в алмазе (верхняя линия – самый нагретый алмаз; нижняя линия – самый холодный алмаз сектора).

**Таблица 1.** Распределение температуры нагрева объемных алмазов в радиальных рядах одного сектора коронки.

Кол-во рад. рядов в секторе	Подача, л/мин	Частота вращения, об/мин								
		700			800			1500		
		Первый рад. ряд	Второй рад. ряд	Третий рад. ряд	Первый рад. ряд	Второй рад. ряд	Третий рад. ряд	Первый рад. ряд	Второй рад. ряд	Третий рад. ряд
7	40	58	69	50	63	76	57	87	108	74
	70	53	65	48	58	71	52	81	103	70
4	40	69	79	55	78	85	58	120	128	84
	70	65	76	52	75	82	55	110	119	77

ряда менее нагреты и минимально нагретыми всегда являются алмазы последнего радиального ряда (табл. 1). Это связано с тем, что алмазы первого радиального ряда сектора всегда сильнее омываются промывочной жидкостью и, следовательно, охлаждаются лучше, чем более отдаленные от промывочного канала алмазы второго радиального ряда (пример результатов моделирования показан на рис. 3). Таким образом, объемные алмазы второго радиального ряда сектора подвергаются наибольшему нагреву и износу, и, при прочих равных условиях, наиболее вероятно, что они первыми будут выходить из строя, особенно при работе коронки на форсированных режимах.

Очевидно, что чем меньше радиальных рядов в секторе, тем лучше будут охлаждаться алмазы, эффективнее омываясь промывочной жидкостью.

Как видно из результатов моделирования, основная часть промывочной жидкости, попадая через внутренний боковой промывочный канал на забой, тут же выходит через наружный (в случае обратной промывки – наоборот) (рис. 3, 4). Движение жидкости под торцом сектора (рис. 4в) осуществляется только за счет вращения коронки, причем, чем выше частота вращения, тем больше средний расход жидкости под торцом.

Применение многосекторной конструкции коронки с небольшим (до 4) количеством радиальных рядов в секторе и расположение боковых промывочных окон в шахматном порядке, как показано на рисунке 5, позволило бы направить основной поток поступающей промывочной жидкости под торец коронки. Такая конструкция алмазной однослойной коронки может решить проблему не только охлаждения, но и очистки коронки от шлама.

Опираясь на полученные результаты моделирования и учитывая имеющиеся возможности производства алмазных коронок, разработана конструкция однослойной коронки БСО-1 диаметром 93 мм, оснащенной термостойкими монокристаллическими алмазами с размером зерна 1,6/1,25 мм (рис. 6). Результаты производственных испытаний показали, что по сравнению с серийно

выпускаемой коронкой 01А3 коронка БСО-1 обеспечила повышение механической скорости бурения в 1,67 раза. Проходка на коронку также увеличилась в 1,64 раза.

Полученные положительные результаты подтверждают эффективность использования математического моделирования при конструировании и исследовании особенностей работы алмазного бурового инструмента. К тому же предложенный способ может иметь более широкое применение при проектировании вооружения любого алмазного породоразрушающего инструмента, в том числе долот нефтяного сортамента.

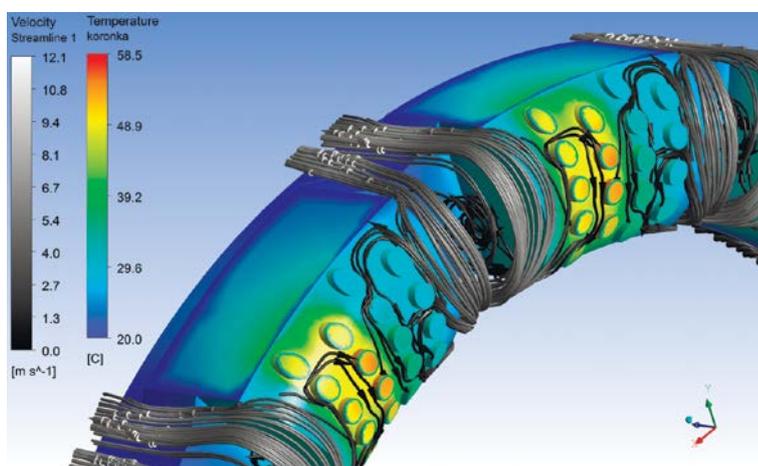


Рис. 3. Распределение температуры и линии тока промывочной жидкости на торце алмазной однослойной коронки с четырьмя радиальными рядами в секторе.

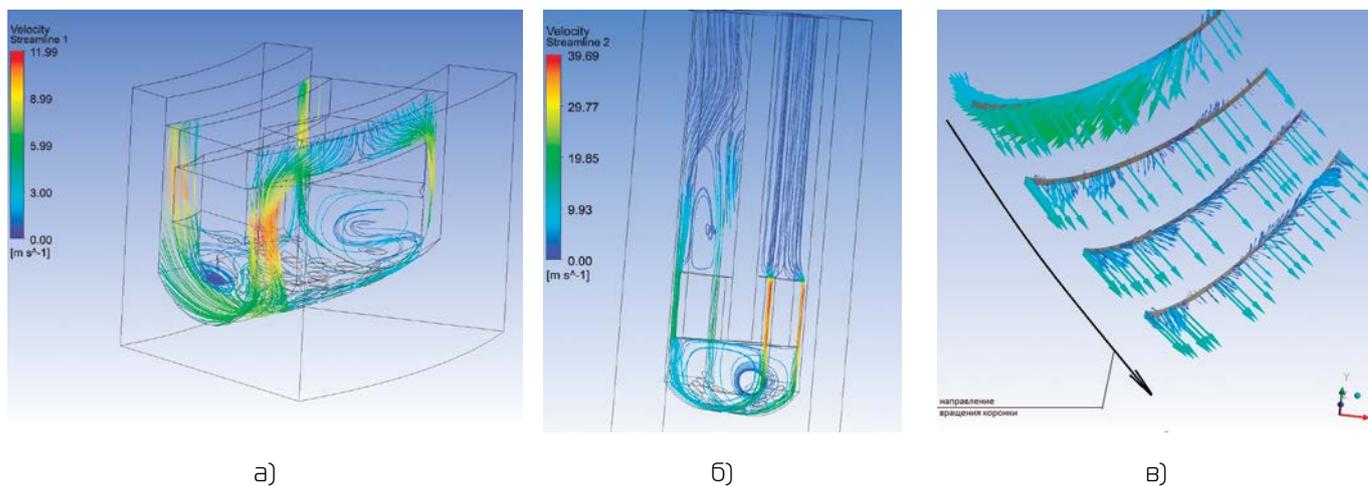
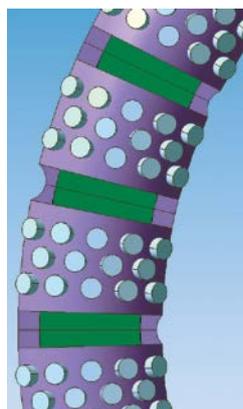


Рис. 4. Пример результатов определения характера движения жидкости в циркуляционной системе коронки:  
 а – линии тока промывочной жидкости в пределах сектора коронки;  
 б – линии тока промывочной жидкости в пределах сектора и тела коронки с 2 радиальными рядами в секторе;  
 в – направление и скорость течения промывочной жидкости под торцом сектора с 4 радиальными рядами в четырех секущих плоскостях.



а)



б)



Рис. 6. Опытный образец коронки БСО-1.

Рис. 5. Конструкция алмазной однослойной коронки с расположением боковых промывочных окон в шахматном порядке:

а – общий вид коронки;  
 б – вид с торца (4 смежных сектора).

### ЛИТЕРАТУРА

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении: учебное пособие - Красноярск: ИНФРА-М, Сибирский федеральный университет, 2015. – 336 с.

2. Каракозов А.А., Попова М.С., Парфенюк С.Н., Богданов Р.К., Загора А.П. Разработка алмазного породоразрушающего инструмента для колонкового бурения скважин на основе синтетических монокристаллов с повышенной термостойкостью. Наукові праці Донецького національного технічного університету.

Серія: «Гірничо-геологічна». – Вып. 1 (20). – Донецьк: ДонНТУ, 2014. – с. 132–137.

3. Zanevskii O.A., Ivakhnenko S.A., Il'nitskaya G.D., Zakora A.P., Bogdanov R.K., Karakozov A.A., Popova M.S. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools. // Journal of Superhard Materials. – Vol. 37. – №2. – Elsevier B.V., 2015. – p. 85–96.

REFERENCES

1. Neskoromnyh V.V. Razrushenie gornyh porod pri burenii: uchebnoe posobie - Krasnoyarsk: INFRA-M, Sibirskij federal'nyj universitet, 2015. – 336 p.

2. Karakozov A.A., Popova M.S., Parfenyuk S.N., Bogdanov R.K., Zakora A.P. Razrabotka almaznogo porodorazrushayushchego instrumenta dlya kolonkovogo bureniya skvazhin na osnove sinteticheskikh monokristallov s povyshennoj termostojkost'yu. Naukovi praci Donec'kogo nacional'nogo tekhnichnogo universitetu. Seriya: «Gimicho-geologichna». – Vyp. 1 (20). – Donec'k: DonNTU, 2014. – p. 132–137.

3. Zanevskii O.A., Ivakhnenko S.A., Il'nitskaya G.D., Zakora A.P., Bogdanov R.K., Karakozov A.A., Popova M.S. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools. // Journal of Superhard Materials. – Vol. 37. – №2. – Elsevier B.V., 2015. – p. 85–96.

УДК 622.243

# Нетрадиционные виды профиля направленных скважин

<sup>1</sup>П.П. Егоров – старший специалист;  
<sup>2</sup>А.А. Тунгусов – кандидат техн. наук, доцент  
<sup>3</sup>Д.П. Егоров – магистрант

(<sup>1</sup>ООО «Ай Ди ЭС Навигатор»; <sup>2</sup>МГРИ-РГГРУ; <sup>3</sup>Санкт-Петербургский государственный университет)

## Традиционные методы построения профиля направленных скважин

Проектируемые профили скважин представляют собой различные комбинации отрезков прямых линий гладко сопрягаемых с дугами окружностей различного радиуса. Следствием этого является кусочно-плоский характер проектируемого профиля скважины. Большое количество типовых профилей скважин отличаются друг от друга только последовательностью чередования прямолинейных интервалов и дуг окружности. Существенно, что сопряжение отрезков и дуг окружностей осуществляется непрерывно и гладко в смысле наличия общей касательной в точке сопряжения. Такой подход к проектированию профиля скважин с использованием дуг окружностей оправдывается упрощением расчётов, оптимальной длиной и относительно простой технологией проводки скважин.

## Недостатки типовых профилей направленных скважин

В процессе анализа рядом учёных [1, 2, 3] было обнаружено общее для всех этих проектов противоречие, которое заключается в том, что современное проектирование при расчете сопротивлений движению буровой колонны предполагает полное совпадение скважины с находящейся в ней колонной труб. Для того чтобы вышесказанное противоречие выявить с очевидностью, построим график кривизны (K) проектируемого профиля,

причем K будем вычислять так, как это принято в дифференциальной геометрии (рис. 1).

График K от длина ствола S будет представлять собой кусочно-постоянную кривую, у которой нулевой участок соответствует прямолинейному отрезку профиля, а участки постоянства K – дугам окружности, кривизна которых равна величине, обратной радиусу соответствующей окружности. Таким образом, в точках перехода от одного радиуса к другому или к прямолинейному отрезку график K-S имеет разрыв.

Наличие такого разрыва противоречит основному уравнению изгиба буровой колонны как упругого стержня, которое в точках разрыва теряет смысл:  $EJ/R = M$ . Поэтому буровая колонна может вести себя неуправляемо,

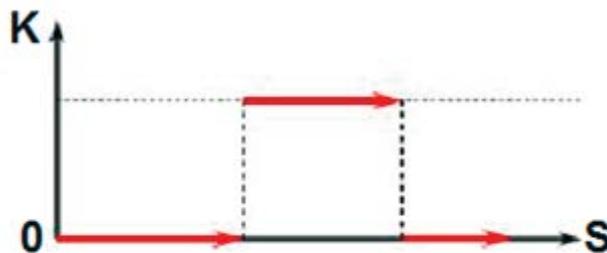


Рис. 1. График кривизны проектного профиля скважины (K – кривизна; S – длина).

отходить от стенки в местах разрыва кривизны или, наоборот, упираться в стенку, выпучиваться, что подтверждается на практике усложнением работ с колонной [4].

Практика бурения направленных скважин по типовым видам профиля, пробуренных близко к названным кусочно-круговым траекториям, показывают, что износ бурильной колонны и различные аварийные ситуации происходят в местах расположения скачков кривизны реального профиля. В работе [7] утверждается, что, «как показывают результаты исследований, для проектирования любой сколь угодно сложной траектории необходимо и достаточно скомбинировать участки прямых и дуг окружностей. Комбинация таких участков определяется как шаблон траектории». Указанными авторами разработаны модели типовых шаблонов, куда входят профили с одним углом поворота, а также общепринятые S- и J-образные профили, составленные из шаблонов.

**Профиль скважины на основе параболы**

Идею использования парабол при проектировании профиля направленных скважин впервые предложили советские учёные. Первые попытки улучшить геометрические характеристики проектируемых профилей направленных скважин относятся к середине XX века. Исследованиями М.П. Гулизаде установлено, что при бурении забойным двигателем-отклонителем искривление ствола скважины происходит по параболической траектории. Поэтому автор данной методики [8] частично заменяет окружности параболой.

Расчёт профиля наклонно-направленных скважин по методике М.П. Гулизаде предполагает, что ствол скважины на участках увеличения и уменьшения зенитного угла ствола искривляется не с постоянной интенсивностью (по дуге окружности), а с переменной. Для вычисления параметров траектории ствола скважины в данной методике используются логарифмические и квадратичные уравнения [5].

Однако «сшивание» двух кривых производится с первым порядком гладкости (общая касательная). Попыток «сшить» кривые по кривизне не предпринималось [3].

**Профиль скважины на основе цепной линии**

Цепная линия – это линия, форму которой принимает гибкая однородная нерастяжимая тяжёлая нить или цепь с закреплёнными концами в однородном гравитационном поле. Перевернутая цепная линия - идеальная форма для арок. Однородная арка в форме перевернутой цепной линии испытывает только деформации сжатия, но не изгиба.

Идея использования цепной линии в качестве профиля направленных скважин впервые была предложена в 80-х годах XX века. В зарубежных работах [13] с целью уменьшения сил сопротивления предлагалось выбрать профиль ствола в соответствии с уравнением цепной линии, на которой нет скачков кривизны (кроме крайних точек, конечно). Идея изобретения состоит в том, что в пределе уравнение изгиба длинного упругого стержня асимптотически стремится к уравнению цепной линии:

$$y = \frac{a}{2} (e^{x/a} + e^{-x/a}) = a \cdot ch \frac{x}{a}$$

Этот профиль может быть использован для плавного увеличения зенитного угла ствола скважины и уменьшения сил трения при движении бурильной колонны, в то же время такая скважина становится длиннее, чем

скважина, пробуренная по профилю, состоящему из прямолинейных участков и дуг окружностей. При этом не учитывается, что в точках взаимодействия бурильной колонны со стенками реального профиля упругими свойствами стержня нельзя пренебрегать, следовательно, малейшие ошибки в проведении реального профиля противоречат гипотезе цепной линии, в соответствии с которой выбирался профиль.

Между тем, использование цепной линии в качестве профиля направленных скважин может быть весьма полезным в сложных горно-геологических условиях. Стенки скважины, пробуренной по траектории цепной линии, подобно наземным инженерным сооружениям такого же профиля, будут испытывать деформации сжатия, но не изгиба. Взаимное самозаклинивание частиц горных пород, слагающих стенки скважины, будет препятствовать таким явлениям как осыпи и обвалообразования.

**Профиль скважины на основе брахистохроны**

Профили скважин на основе брахистохроны были предложены в 90-х годах XX века С.А. Ширин-Заде и Чан Суан Дао [9, 10]. По мнению авторов, данная линия позволит оптимизировать траекторию искривления профиля и максимально приблизить совпадение проектируемого профиля с фактическим профилем ствола скважины. При этом скачков кривизны на проектированном профиле нет, как и в случае с цепной линией, а упругие свойства колонны не рассматриваются вообще.

Отмечается снижение энергозатрат и сокращение времени строительства наклонно-направленной скважины за счёт уменьшения сопротивления движению бурильной (обсадной) колонны и внутрискважинного оборуодования. Поставленная задача решается за счёт того, что в способе проводки наклонно-направленной скважины, включающем бурение вертикального участка и последующее бурение до забоя, после бурения вертикального участка осуществляют бурение до забоя однопрофильного бесступенчатого участка по траектории, которая выполняется по кривой, определяемой из соотношения:

$$x(\theta) = \frac{H}{2} \cdot [\theta - \sin \theta + \mu \cdot (1 - \cos \theta)]$$

$$y(\theta) = \frac{H}{2} \cdot [\theta - \cos \theta + \mu \cdot (\theta + \sin \theta)]$$

где:  $x$  – горизонтальная координата точек траектории;  
 $y$  – вертикальная координата точек траектории;  
 $\theta/2$  – зенитный угол;  
 $\mu$  – коэффициент трения;  
 $H$  – линейный масштабный коэффициент.

Брахистохрона обеспечивает наибоьстрейший спуск материальной частицы под действием силы тяжести из начальной в конечную точку с учётом сил сопротивления движению частицы.

В отличие от проектов, использующих цепную линию, экспериментальная проверка теории «С.А. Ширин-Заде - Чан Суан Дао» дала положительные результаты, и был получен экономический эффект. В целях практической проверки предложенного способа проводки наклонно-направленных скважин на шельфе Вьетнама были пробурены три скважины, подтвердившие уменьшение сил сопротивления на 10–20% при движении бурильной и обсадной колонны (диаметр 340 и 245 мм, глубина спуска 3800–4000 м), энергозатрат на 20–25%.

Недостатком такого вида профиля, где в качестве искривленного участка используется сглаженная кривая – брахистохрона, имитирующая катящееся без трения тело по траектории наискорейшего спуска, является отсутствие подобных условий работы буровой колонны и долота при бурении скважины.

Тем не менее, предложение проводить траекторию ствола скважины по кривой оптимального быстрогодействия по времени представляется довольно привлекательным, так как это позволит более рационально эксплуатировать забойное оборудование, имеющее ограниченный ресурс, что повлияет на улучшение технико-экономических показателей.

**Профиль скважины на основе клотоиды**

Клотоида или спираль Корню – кривая, у которой кривизна изменяется линейно как функция длины дуги.

Первые автомобильные и железные дороги имели вид прямолинейных участков, соединенных дугами окружностей. Так как первые автомобили и поезда не двигались слишком быстро, то прохождение искривленных интервалов не вызывало особых проблем. Все изменилось, когда автомобили и поезда начали двигаться на более высоких скоростях. При въезде в криволинейные участки дороги возникал неудобный и опасный толчок. Причиной данного явления оказалась центробежная сила  $F = \frac{m \cdot v^2}{r}$ . Для решения данной проблемы

необходимо было ввести переходную кривую между прямой и окружностью, чтобы центробежная сила изменялась плавно, а не резко.

Именно это свойство определяет кривую клотоиду, известную математикам и физикам. Её уравнение имеет вид:  $d = C^2$ , (где  $d$  – пройденный путь,  $C$  – постоянная, обратно пропорциональная радиусу кривизны, которая взята в квадрате для облегчения её построения).

Первые научные публикации о применении клотоид при проектировании профиля направленных скважин вышли в свет в 2004 году.

В настоящее время для проектирования профиля скважин применяется методика расчета [4, 5, 6], основанная на построении участков, где в качестве проектируемой кривой используется клотоида – бесконечная спираль «сворачивающаяся» к предельной точке, которая задается параметрическими уравнениями:

$$x(s) = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot \int_0^s \cos(t^2) dt; \quad y(s) = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \cdot \int_0^s \sin(t^2) dt;$$

где  $s$  – длина дуги.

Применение данного метода, по мнению авторов, позволит создать энергосберегающий профиль, соответствующий естественному изгибу буровой колонны в скважине, что снизит количество аварий, связанных с самопроизвольным искривлением, а также обеспечит создание эффективной нагрузки на долото [4, 5, 6, 7]. Входящие в выражения интегралы Френеля не вычисляются в элементарных функциях, но как специальные функции они полностью исследованы, и алгоритмы их вычисления содержатся в общедоступных библиотеках программ.

Таким образом, авторы предлагают в проектном профиле скважины заменить окружности участками клотоид, устранив разрывность кривизны профиля (рис. 2). Предлагаются следующие варианты построения профиля:

с симметричной биклотоидой (если смежные участки клотоид равны между собой) и с несимметричной биклотоидой (в противном случае).

В примере, представленном на рис. 2, криволинейная часть построена из двух одинаковых клотоид (симметричная биклотоида), а дуги окружности не использованы вообще. Более того, в отличие от типового профиля в виде дуг окружностей, минимум кривизны достигается всего в одной точке Б. Таким образом, в этом построенном по двум клотоидам простейшем профиле скважины максимальная концентрация напряжений может возникнуть только в одной точке, а не по всей дуге окружности, осуществляющей искривление профиля с постоянным радиусом.

Бурение интервала скважины от вертикального участка (точка забуривания) до забоя осуществляют по траектории с уменьшающимся радиусом кривизны, при этом участки профиля скважины сопрягаются между собой посредством бурения дополнительного интервала с монотонно изменяющимся по длине радиусом кривизны. По указанному способу формируется многоступенчатый профиль скважины. Плавные переходы на разных участках скважины способствуют повышению качества цементирования.

Недостатком такого профиля, является наличие сложных параметрических уравнений, включающих в себя интегральные функции, затрудняющих определение координат в практических расчетах траектории искривленных участков скважины. При этом значительно усложняется технология реализации профиля кривых сопряжения. Такой профиль скважины не обеспечивает ускоренный спуск колонны в скважину.

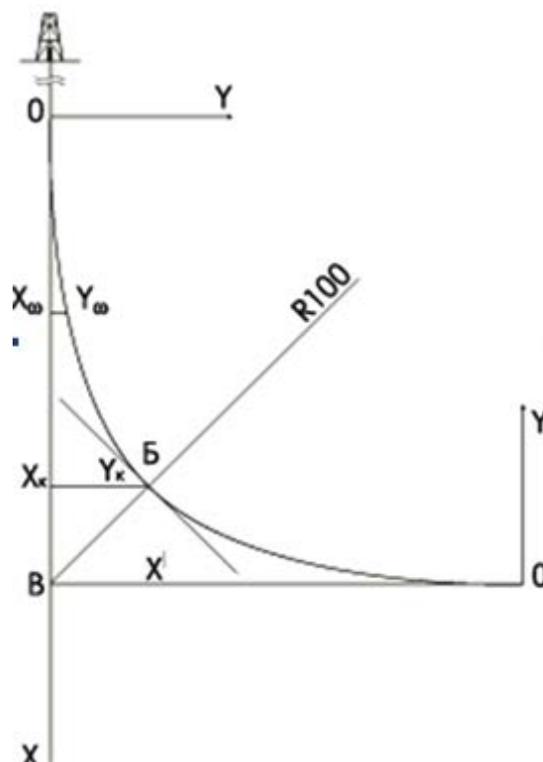


Рис. 2. Схема профиля скважины на основе клотоид [3].

**Профиль скважины на основе циклоиды**

Циклоида определяется кинематически как траектория фиксированной точки производящей окружности радиуса  $r$ , катящейся без скольжения по прямой линии.

«Перевернутая» циклоида является также кривой скорейшего спуска (брахистохроной). Более того, она имеет также свойство таутохронности: тяжёлое тело, помещённое в любую точку арки циклоиды, достигает горизонтали за одно и то же время. Детали машин, которые одновременно совершают вращательное и поступательное движение, описывают циклоидальные кривые (циклоида, эпициклоида, гипоциклоида, трохоида, астроида). Эпициклоида – плоская кривая, образуемая фиксированной точкой окружности, катящейся по внешней стороне другой окружности без скольжения. Гипоциклоида – плоская кривая, образуемая точкой окружности, катящейся по внутренней стороне другой окружности без скольжения.

Именно эти кривые были предложены для проектирования траектории направленных скважин в 2010 году (патент на полезную модель RU 93447).

В работе [14] представлен метод построения профиля, включающего, например, прямолинейный участок, участок увеличения кривизны, основанный на их сопряжении с помощью кривых – укороченных эпи- или гипоциклоиды, которые описываются параметрическими уравнениями вида:

$$x = e \left[ (z-1)c_0 \cdot \cos \tau + \cos(z-1)\tau \right];$$

$$y = e \left[ (z-1)c_0 \cdot \sin \tau + \sin(z-1)\tau \right];$$

и определяются в интервале изменения углового параметра:

$$\tau_z = \tau_z \dots \frac{2\pi}{z} - \tau_z,$$

где  $e$  – эксцентриситет,

$z$  – число ветвей циклоиды,

$c_0$  – безразмерный коэффициент внецентроидности,

$\tau_z$  – угловой параметр точки перегиба, в которой кривизна циклоидальной кривой равна нулю:

$$\tau_z = \frac{1}{z} ar \cos \frac{z-1-c_0^2}{c_0(z-2)},$$

при этом эксцентриситет, число ветвей и коэффициент внецентроидности циклоидальной кривой выбираются в зависимости от требуемого изменения параметров профиля скважины (радиуса кривизны и зенитного угла).

Рассматриваемый отрезок гипоциклоиды имеет по концам бесконечный радиус кривизны, который монотонно (но нелинейно как у клотоиды) переходит в середине отрезка к минимальному радиусу  $R$ , который можно считать условным радиусом кривизны скважины  $\alpha$ .

Для достижения бесконечного радиуса кривизны на концах отрезка число ветвей циклоиды  $z$  должно быть не менее 3. Эксцентриситет, число ветвей и коэффициент внецентроидности циклоидальной кривой выбираются в зависимости от требуемого изменения параметров профиля скважины (радиуса кривизны  $R$  и зенитного угла  $\alpha$ ). На базе циклоидальных сопряженных кривых можно также проектировать многоинтервальные профили без использования типовых участков с постоянным радиусом кривизны. Недостатком профиля, где в качестве

искривленного участка траектории используется укороченные эпи- или гипоциклоиды, является сложность сопряжения криволинейного участка с прямолинейным интервалом.

**Профиль скважины на основе трактрисы**

Трактриса – плоская трансцендентная кривая, для которой длина отрезка касательной от точки касания до точки пересечения с фиксированной прямой является постоянной величиной.

Научные публикации об использовании трактрисы в качестве профиля направленных скважин впервые появились в 2013 году. В этих работах [10, 11] авторы предлагают достаточно оригинальный метод для усовершенствования траектории энергосберегающего профиля наклонно-направленных скважин с непрерывной кривизной на основе плоских трансцендентных кривых. Профиль скважины по предлагаемому техническому решению имеет непрерывную кривизну с заданной интенсивностью, причем траектория скважины представлена одной линией, и не содержит сопряжения прямолинейных участков и участков увеличения кривизны, выполнена на основе трактрисы, описываемой параметрическими уравнениями вида:

$$x = \pm a \cdot \left( \ln \left( \operatorname{tg} \frac{t}{2} \right) + \cos t \right), \quad y = a \cdot \sin t,$$

где  $a$  – постоянный параметр;

$t$  – угол между касательной к вертикальной оси.

Представленные в работах [10, 11] расчёты показывают, что по сравнению с четырёхинтервальным профилем, содержащим вертикальный, наклонно-прямолинейный и два искривленных участка, имеющих одинаковое с расчётными данными отклонение забоя скважины от вертикали, сокращение общей длины проектируемой скважины составит около 15%.

Авторы данных работ считают, что сокращение длины ствола скважины за счёт использования профиля на основе трактрисы упростит расчёты траектории, позволит повысить эффективность проводки скважин за счёт снижения энергозатрат при спуско-подъёмных операциях и бурении, а также обеспечит сокращение материалов и времени строительства скважины.

В качестве недостатка данного метода следует отметить эвристический метод подбора и коррекции параметров в процессе проектирования профиля.

**Проблемы выбора и реализации профиля направленных скважин**

При выборе типа и вида профиля необходимо учитывать конкретные технологические и горно-геологические условия. Проектирование профиля и других организационно-технологических мероприятий, обеспечивающих его реализацию, следует рассматривать как единое целое. При этом следует максимально использовать достоинства выбранного профиля скважины.

Тем не менее, несмотря на очевидные преимущества профиля скважин на основе трансцендентных кривых, в настоящее время они не получили распространения. Среди причин, препятствующих применению нетрадиционных видов профилей, в научной литературе отмечают следующие факторы.

1. Сложность расчётов при проектировании профиля.

Данная проблема, на которую часто ссылаются в научной литературе, в настоящее время не является столь

актуальной, какой она была в конце прошлого века. Современное развитие вычислительных средств, позволяющих создавать «виртуальную реальность», достигло такого уровня, что решение задач по расчётам профиля скважин не представляет особых затруднений. Суть проблемы заключается в отсутствии соответствующего программного обеспечения, реализующего алгоритмы расчёта траекторий на основе трансцендентных кривых.

Между тем, для традиционных видов профиля, базирующихся на комбинировании прямолинейных участков и дуг окружностей, разработано множество программных продуктов различных производителей [15, 16]. Специализированное программное обеспечение для проектирования профиля скважин сочетает в себе различные модели и методы построения траекторий, учитывающие даже способы бурения определённых интервалов (направленный или роторный), например, Landmark Compass (программное обеспечение фирмы Halliburton). А в программном обеспечении PowerPlan (от фирмы Schlumberger) предусмотрены даже объектно-ориентированные средства для автоматизированного построения профилей скважин (trajectory units).

Некоторые авторы предложений использования трансцендентных кривых для проектирования профиля скважин предоставляют конечным пользователям вспомогательные средства разработки в виде макросов электронных таблиц. Однако такие программные средства основаны на эвристическом подходе, и пользователь должен сам, руководствуясь собственной интуицией, заниматься «подгонкой» параметров под критерии построения профиля скважины. В случае успешного построения профиля, координаты всех точек траектории ствола скважины необходимо скопировать, и далее использовать их при работе с другими (традиционными) системами автоматизированного проектирования. С точки зрения конечного пользователя, такой подход кажется малопривлекательным.

2. Сложность проводки скважин по траекториям на основе трансцендентных кривых.

Самым распространённым методом проводки скважин на сегодняшний день остаётся комбинированный способ бурения. Соответственно, бурение прямолинейных участков ствола скважины осуществляется в режиме вращения, а криволинейные участки траектории проводят в режиме скольжения и в режиме вращения забойного двигателя-отклонителя. При направленном бурении, как правило, применяется механизированный труд бурильщика. Направленное бурение требует от бурильщика определённых навыков, концентрации внимания, а также физических усилий, если подача инструмента производится посредством рычага тормоза лебёдки (в редких случаях, на современных буровых установках рычаг заменен на джойстик пульта управления).

В современных условиях «жёсткой экономии» и так называемой «оптимизации» зачастую в каждой смене буровой вахты имеется лишь один бурильщик, владеющий навыками направленного бурения. В случае проводки траектории на основе трансцендентных кривых, протяжённость криволинейных участков профиля значительно возрастает. Следовательно, при строительстве скважины многократно возрастёт доля направленного бурения в общем балансе времени, что в свою очередь усложнит и без того тяжёлый труд бурильщика. Всё это соответствующим образом отразится на качестве проводки скважин.

При использовании роторных управляемых систем (РУС), когда искривление ствола скважины происходит в режиме вращения, ситуация немного лучше. Однако и в этом случае при проводке сложных криволинейных профилей, требуется пристальное внимание за работой РУС, постоянное слежение за траекторией ствола скважины и переключение режимов работы РУС.

Таким образом, субъективный фактор является в настоящий момент главным препятствием распространения профилей на основе трансцендентных кривых.

Одним из решений данной проблемы представляется замена механизированного труда бурильщика на автоматизированные или роботизированные системы с обратной связью. В этом случае, по мере совершенствования искусственного интеллекта таких систем, в них можно будет запрограммировать алгоритмы технологии проводки различных видов профилей скважин.

Кроме того, не следует забывать и о совершенствовании забойного оборудования. Некоторые современные РУС уже сейчас способны работать в автономном режиме, самостоятельно определяя тенденцию к уменьшению или увеличению зенитного угла, и применяя при этом соответствующие корректировки в процессе бурения. Дальнейшее развитие РУС позволит расширить их возможности, благодаря чему забойные системы смогут осуществлять проводку различных видов профилей скважин в автономном режиме.

3. Влияние горно-геологических условий на ошибки прогнозирования в процессе бурения.

Для контроля траектории бурения относительно проектного профиля скважины периодически производят статические замеры инклинометрии. После каждого статического замера инженерам-технологам направленного бурения приходится анализировать текущее положение забоя скважины и принимать решение о необходимости корректировки траектории.

Типовая схема компоновки низа бурильной колонны (КНБК) без опорно-центрирующих элементов для направленного бурения состоит из долота, винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗД), немагнитных утяжелённых бурильных труб (УБТ), в которых располагается забойная телесистема (ЗТС).

Таким образом, величина непромера от долота до инклинометра составляет около 15 м для КНБК 172 мм. Производя статические замеры во время бурения скважины, мы не можем точно определить положение долота в пространстве, так как инклинометр удалён от него на величину непромера. Мы можем лишь спрогнозировать положение инструмента на забое, опираясь на данные статических замеров предыдущих точек траектории.

В качестве вспомогательных средств для составления прогнозов, в программное обеспечение инженера-технолога, как правило, включены функции экстраполяции траектории, алгоритмы которых, опираясь на различные критерии и условия (координаты предыдущих точек, жёсткость КНБК и т.д.), позволяют определять положение забоя скважины. Однако любые прогнозы могут оказаться недостоверными вследствие непредсказуемости горно-геологических условий на пути движения породоразрушающего инструмента. Некорректные прогнозы могут привести к ошибкам при проводке скважины, и, как следствие, к отклонениям реальной траектории скважины от проектного профиля. При этом малейшие ошибки в проведении реального профиля будут противоречить гипотезе трансцендентной

кривой, в соответствии с которой выбирался профиль. Таким образом, профиль пробуренной скважины не будет иметь тех или иных замечательных свойств трансцендентных кривых, о которых говорилось выше.

Если используется РУС, то величина непромера значительно меньше: до инклинометра RSS – 4,55 м; до стандартного инклинометра – 6,65 м (по данным фирмы APS). Однако ситуация с прогнозированием забоя скважины у компоновок с РУС не намного лучше, чем ситуация у систем комбинированного способа бурения.

Выходом из данной ситуации может послужить упреждающее зондирование горных пород различными геофизическими методами. Такое зондирование может проводиться в процессе бурения дополнительным

оборудованием, включенным в состав ЗТС. Примерами такого зондирования могут послужить: геоакустическая локация в процессе бурения; метод магнитного поля токов; методы индуктивной низкочастотной скважинной электроразведки [17, 18].

В данной статье в качестве примеров профиля скважин рассматривались только плоские кривые. Данные виды профиля могут применяться в качестве отдельных интервалов при построении сложных пространственных траекторий, так как технология направленного бурения существенно не изменилась с переходом на пространственные виды профиля наклонных и горизонтальных скважин.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Солодкий К.М., Федоров А.Ф., Повалихин А.С., Оганов А.С., Семак Г.Г. Пути совершенствования профиля добывающих скважин. – М.: Обзорная информация ВНИИОЭНГ, 1989. - Серия «Бурение». - Выпуск 10. – 65 с.
2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.
3. Барский И.Л. О новых подходах к математическому обеспечению проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Тезисы докладов IV международного семинара «Горизонтальные скважины. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
4. Оганов Г.С., Барский И.Л., Гусман А.М., Прохоренко В.В. Построение нового класса энергосберегающих профилей наклонно-направленных скважин, соответствующих естественному изгибу бурильной колонны // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 2009. - №1.
5. Горизонтальные технологии строительства скважин. Трибуна 5-ой научно-практической конференции «Новые технико-технологические решения в области строительства наклонных и горизонтальных скважин» // Технологии ТЭК. – М.: Издательский дом «Нефть и капитал», 2004. - №4 (17).
6. Гусман А.М., Оганов Г.С., Барский И.Л. Научно-методические основы проектирования и расчета профиля скважин с непрерывной кривизной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ, 2012.- №2. – с. 24-28.
7. Поздеев И., Нестерова Т. IT-поддержка проектирования и сопровождения кустового бурения // Технологии ТЭК. – М.: Издательский дом «Нефть и капитал», 2004. №5 (18).
8. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. - Баку: Азнефтеиздат, 1959. – 308 с.

### REFERENCES

1. Solodkij K.M., Fedorov A.F., Povalihin A.S., Oganov A.S., Semak G.G. Puti sovershenstvovaniya profilya dobyvayushchih skvazhin. – M.: Obzornaya informaciya VNIIOEHNG, 1989. - Seriya «Burenie». - Vypusk 10. – 65 p.
2. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkij K.M. Burenie naklonnyh, gorizontal'nyh i mnogozabojnyh skvazhin. – M.: CentrLitNefteGaz, 2011. – 645 p.
3. Barskij I.L. O novyh podhodah k matematicheskomu obespecheniyu provodki naklonno-napravlennyh i gorizontal'nyh skvazhin // Tezisy dokladov IV mezhdunarodnogo seminara «Gorizontal'nye skvazhiny. - M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2004.
4. Oganov G.S., Barskij I.L., Gusman A.M., Prohorenko V.V. Postroenie novogo klassa ehnergosberegayushchih profilej naklonno-napravlennyh skvazhin, sootvetstvuyushchih estestvennomu izgibu buril'noj kolonny // Vestnik asociacii burovyyh podryadchikov. – M.: Associaciya burovyyh podryadchikov, 2009. - №1.
5. Gorizontal'nye tekhnologii stroitel'stva skvazhin. Tribuna 5-oj nauchno-prakticheskoy konferencii «Novye tekhniko-tekhnologicheskie resheniya v oblasti stroitel'stva naklonnyh i gorizontal'nyh skvazhin» // Tekhnologii TEHK. – M.: Izdatel'skij dom «Neft' i kapital», 2004. - №4 (17).
6. Gusman A.M., Oganov G.S., Barskij I.L. Nauchno-metodicheskie osnovy proektirovaniya i rascheta profilya skvazhin s nepreryvnoj kriviznoj // Stroitel'stvo neftnyah i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG, 2012.- №2. – p. 24-28.
7. Pozdeev I., Nesterova T. IT-podderzhka proektirovaniya i soprovozhdeniya kustovogo bureniya // Tekhnologii TEHK. – M.: Izdatel'skij dom «Neft' i kapital», 2004. №5 (18).
8. Gulizade M.P. Turbinnoe burenie naklonnyh skvazhin. - Baku: Aznefteizdat, 1959. – 308 s.

*ЛИТЕРАТУРА (окончание)*

9. Чан Суан Дао, Ширинзаде С.А. Новые профили наклонно-направленных скважин на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – Баку: Редакция журнала «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1999. - №1.
10. Оганов Г.С., Пинскер В.А., Ширин-Заде С.А. Новые методы построения профилей наклонно направленных скважин, разработанные на основе свойств некоторых трансцендентных математических кривых. Труды ВНИИБТ. – М.: ОАО «НПО Буровая техника», 2008.
11. Двойников М.В., Ошибков А.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Нефть и газ. Известия вузов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2013. - №4.
12. Двойников М.В., Ошибков А.В. Исследование и разработка профилей наклонно направленных скважин на основе трансцендентных кривых // Нефть и газ Западной Сибири. - Материалы международной научно-технической конференции. - т. 2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013.
13. Method and Apparatus for Drilling a Well Bore. Edward O. Anders // US Patent No. 4,440,241, Apr. 3, 1984 (патент США №444024, НКИ 175/61, М.Кл. E21B 7/08).
14. Профиль наклонно направленной скважины. Патент на полезную модель. RU 93447 U1, E 21 B 7/04, опубл. 27.04.2010.
15. Schlumberger PowerPlan Technical Manual, 08 2002.
16. Halliburton Landmark Software&Services, COMPASS Training Manual, 2003.
17. Беляков Н.В. Интегрированные геофизические исследования бурящихся скважин. - М.: Физматкнига, 2008.
18. Молчанов А.А., Абрамов Г.С. Бескабельные измерительные системы для исследования нефтегазовых скважин. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004.
19. Материалы с сайта: [https:// ru.wikipedia.org/](https://ru.wikipedia.org/)

*REFERENCES (ending)*

9. Chan Suan Dao, Shirinzade S.A. Novye profili naklonno-napravlennykh skvazhin na mestorozhdeniyah «Belyj Tigr» i «Drakon» // Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo. – Baku: Redakciya zhurnala «Azerbajdzhanskoe neftyanoe hozyajstvo», 1999. - №1.
10. Oganov G.S., Pinsker V.A., Shirin-Zade S.A. Novye metody postroeniya profilej naklonno napravlennykh skvazhin, razrabotannye na osnove svojstv nekotorykh transcendentnykh matematicheskikh krivykh. Trudy VNIIBT. – M.: PJSC «NPO Burovaya tekhnika», 2008.
11. Dvoynikov M.V., Oshibkov A.V. Analiz proektnykh reshenij i tekhnologicheskikh priemov proektirovaniya i realizacii profilej naklonno-napravlennykh i gorizontalnykh skvazhin // Neft' i gaz. Izvestiya vuzov. – Tyumen': Tyumenskij industrial'nyj universitet, 2013. - №4.
12. Dvoynikov M.V., Oshibkov A.V. Issledovanie i razrabotka profilej naklonno napravlennykh skvazhin na osnove transcendentnykh krivykh // Neft' i gaz Zapadnoj Sibiri. - Materialy mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii. - t. 2. – Tyumen': TyumGNGU, 2013.
13. Method and Apparatus for Drilling a Well Bore. Edward O. Anders // US Patent No. 4,440,241, Apr. 3, 1984 (patent SSHA №444024, NKI 175/61, M.Kl. E21B 7/08).
14. Profil' naklonno napravlennoj skvazhiny. Patent na poleznuyu model'. RU 93447 U1, E 21 V 7/04, opubl. 27.04.2010.
15. Schlumberger PowerPlan Technical Manual, 08, 2002.
16. Halliburton Landmark Software&Services, COMPASS Training Manual, 2003.
17. Belyakov N.V. Integrirovannye geofizicheskie issledovaniya buryashchihskya skvazhin. - M.: Fizmatkniga, 2008.
18. Molchanov A.A., Abramov G.S. Beskabel'nye izmeritel'nye sistemy dlya issledovaniya neftegazovykh skvazhin. - M.: PJSC «VNIIOEHNG», 2004.
19. Materialy s sajta: [https:// ru.wikipedia.org/](https://ru.wikipedia.org/)

# Особенности отказов и повышение надежности геологоразведочных обсадных и колонковых труб

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

В начале двухтысячных годов в России вышел стандарт на геологоразведочные обсадные и колонковые трубы (ГОСТ Р 51682–2000). Разработке этого стандарта предшествовал проведенный СКБ «Геотехника» комплекс лабораторных и производственных исследований, позволивших получить представление об особенностях отказов и обеспечить существенное повышение их надежности.

В настоящей статье изложены основные положения методики и результаты этих исследований, которые могут быть полезны как разработчикам бурового инструмента, так и широкому кругу специалистов, выполняющих буровые геологоразведочные работы.

## 1. Характер отказов обсадных и колонковых труб, способы их упрочнения, в том числе путем усовершенствования конструкции резьбового соединения

Анализ современных конструкций обсадных и колонковых труб, применяемых при бурении на твердые полезные ископаемые, показывает, что в России и за рубежом используют в основном близкие по параметрам трубы, причем для традиционного бурения в России так называемые одинарные колонковые трубы по конструкции не отличаются от обсадных труб. За рубежом используются только двойные колонковые трубы. Следует также отметить, что мало чем отличаясь по конструкции от отечественных труб, резьбовые соединения обсадных труб зарубежных стандартов, например, стандарт DCDMA (США), имеют более высокую прочность за счет дополнительного внутреннего упорного стыка. Кроме того, зарубежные фирмы по заказам потребителей выпускают обсадные трубы с механическими свойствами материала, значительно превышающими требования стандарта DCDMA [1].

Исследования, проведенные СКБ «Геотехника» непосредственно на буровых геологических предприятиях, показали, что основной причиной отказов обсадных и колонковых труб, выполненных из нормализованной стали (группа прочности Д и К), является их износ. Несвоевременная отбраковка приводит к обрыву труб по резьбе.

У обсадных труб обрывы наблюдаются как в процессе бурения, так и при извлечении их из скважины. Обрывы происходят в результате снижения прочности резьбового конца из-за значительного износа его по наружной поверхности у колонковых труб и по внутренней – у обсадных труб.

Средние величины износа колонковых труб по диаметру в середине трубы составляют от 0,4 мм до 0,8 мм, а на концах от 1,2 мм до 1,6 мм. Концы труб наиболее распространенных диаметров 57 мм, 73 мм и 89 мм в сечении внутренней резьбы имеют номинальную толщину стенки 2,2–2,5 мм. При износе, преимущественно эксцентричном, т.е. практически одно-стороннем, до 1,6 мм толщина стенки уменьшается до 0,6–0,9 мм, что при несвоевременной отбраковке может привести к обрыву трубы. Более интенсивному износу подвергается наружная поверхность концов труб, находящихся в сопряжении с переходником на бурильную колонну, и примыкающие к ниппелю (в случае применения спаренных колонковых труб). Концы, соединяемые с буровой коронкой, подвержены меньшему износу, так как коронка заменяется регулярно и чаще, чем переходник. Несвоевременная замена переходника, соединяющего колонковый снаряд с бурильной колонной, наоборот, приводит к искусственному завышению ресурса переходника и к снижению его более дефицитной колонковой трубы.

Из характера отказов обсадных и колонковых труб следует, что выбираемые способы их упрочнения должны обеспечивать прежде всего повышение износостойкости и прочности трубы в зоне резьбовых соединений, причем повышение статической прочности (на растяжение, кручение при затяжке) термообработкой не должно приводить к снижению сопротивления усталости при воздействии знакопеременных изгибающих нагрузок.

В резьбовых соединениях колонковых труб износные нагрузки (на контакте «сталь – горная порода») по величине значительно преобладают над усталостными, в связи с чем последние не оказывают существенного влияния на их долговечность.

В соединениях обсадных труб износные нагрузки (на контакте «сталь – сталь») значительно меньше по величине, но больше по времени действия, в результате чего отказы обсадных колонн являются результатом совместного влияния износных и усталостных нагрузок, инициируемых поперечными и продольными колебаниями вращающейся бурильной колонны. Действие знакопеременных нагрузок на обсадную колонну обуславливается главным образом тем, что в геологоразведочном бурении полная цементация ее по всей длине осуществляется только в наиболее глубоких скважинах. В большинстве скважин ограничиваются

герметизацией башмака обсадной колонны, в результате чего затрубное пространство на значительном протяжении остается полым, что способствует возникновению ее поперечных колебаний.

Анализ различных способов поверхностного упрочнения путем нанесения износостойкого материала наплавкой, напылением, термомеханической обработкой [1] показал, что большинство этих способов не может быть использовано применительно к обсадным и колонковым трубам. Ряд из этих способов нетехнологичен, чрезмерно дорог или слишком трудоемок, некоторые из них изменяют первоначальные размеры труб, сопровождаются перегревом деталей и ухудшением механических свойств сердцевин тела труб, не обладают достаточной сцепляемостью нанесенного материала с телом детали или отличаются повышенной хрупкостью самого материала.

Поэтому было решено использовать индукционное упрочнение, которое может производиться одновременно по всей поверхности данного участка на длине индуктора при неподвижной трубе или непрерывно-последовательно с вращением по всей ее длине. Такая технология успешно применяется на оренбургском ОАО «Завод бурового оборудования» при поверхностном упрочнении буровых труб типа ТБСУ.

Применительно к обсадным и колонковым трубам была разработана технология объемной индукционной закалки с высоким отпуском, а для колонковых труб – с последующей закалкой наружной поверхности по всей длине, отступая от концов с резьбой на расстояние 60–80 мм. Согласно опыту эксплуатации упрочненных аналогичным способом буровых труб ресурс их в случае абразивного изнашивания на контакте со стенками скважины возрастает практически прямо пропорционально увеличению твердости материала. После улучшения (объемная закалка с высоким отпуском) материал труб категории прочности Д, с исходной твердостью до 18 HRC, переходит в категорию прочности М с твердостью до 30 HRC, которая выше в 1,7 раза и, следовательно, должно быть получено такое же соотношение ресурсов труб указанных категорий прочности.

Это, прежде всего, касается колонковых труб, так как механизм изнашивания их и буровых труб аналогичен. Увеличение ресурса обсадных труб должно быть выше, так как здесь имеет место износ «сталь по стали» с абразивной прослойкой частиц шлама, выносимого потоком промывочной жидкости.

Поскольку предусмотренные предыдущим стандартом (ГОСТ 6238-77) обсадные трубы, соединяемые по способу «труба в трубу», не нашли практического применения,

они были заменены разработанным вариантом обсадных и колонковых труб с приваренными резьбовыми концами. Это позволило создать модификацию трубы (НЗ), основное тело которой нормализовано с последующей поверхностной закалкой, а приварные концы подвергнуты улучшению и так же поверхностной закалке. Преимущество данной модификации заключается в том, что слабый резьбовой конец нормализованной трубы заменен сварным швом, а резьбовое соединение осуществляется только по более прочным приварным концам.

Ниппели и приварные резьбовые концы согласно ГОСТ Р 51682–2000 подвергаются карбонитрации. Твердость на участках карбонитрации 48 HRC, а на участках карбонитрации с последующей закалкой 52 HRC.

В табл. 1 приведены результаты индукционной термообработки труб диаметром 73 мм и 89 мм. Механические свойства нормализованных труб группы прочности Д, изготовленных из стали 45, определены в состоянии поставки. Часть этих труб была использована для объемной и поверхностной индукционной термообработки с целью получения упрочненных обсадных и колонковых труб группы прочности М. Анализ табл. 1 позволяет сделать вывод о том, что, если трубы нефтяного сортамента (ГОСТ 632-80) группы прочности М получают из легированных сталей, то в нашем случае геологоразведочные трубы данной группы прочности получены при использовании стали 45 и, как следует из данной таблицы 1, механические свойства их не только соответствуют, но и превосходят требования стандарта. В сравнении с трубами по стандарту DCDMA прочность улучшенных труб выше на 30%, но, что весьма существенно, они по пластическим свойствам не уступают американским.

Твердость поверхности труб после индукционной закалки 52–56 HRC, мартенсит, балл 1–2 по ГОСТ 8233–82,

**Таблица 1.** Результаты индукционной термообработки труб диаметром 73 и 89 мм.

Варианты сравнения	Механические свойства материала								
	$\sigma_b$		$\sigma_t$		$\delta_5$		$\alpha_k$	НВ	%
	МПа	%	МПа	%	%	%	кгс·м/см <sup>2</sup>		
Нормализация по ГОСТ 623 -77 (гр. прочности Д) фактически: * труба 73 мм; труба 89 мм по DCDMA (США) трубы 135-215мм	638	100	373	100	14	100	-	181	100
	644	101	381	102	13	93	9	183	101
	662	104	392	105	18	128	7	186	103
	500	78	310	83	18	128	-	146	81
Улучшение по ГОСТ 632-80 (гр. прочности М) фактически: * труба 73 мм; труба 89 мм по DCDMA (США) трубы 34-109 мм	861	100	758	100	11	100	-	244	100
	1030	120	892	118	12	109	9	286	117
	960	111	764	103	14	127	13	269	110
	620	72	525	69	12	109	-	183	75

\*Величины, установленные по данным поставщиков труб.

глубина слоя мартенсита (без учета переходной зоны) 1,2-1,5 мм при толщине стенки трубы 5 мм.

Наряду со стандартными образцами ниппельного соединения были разработаны и изготовлены трубы с двухупорным резьбовым соединением, а также со стандартным соединением, но с более равномерным распределением нагрузок по виткам резьбы благодаря подрезке их с нерабочей стороны или, точнее говоря, созданию выемки от максимальной глубины у упорного стыка до минимальной по мере удаления от него (рис. 1). Более равномерное распределение нагрузок обеспечивается в результате того, что наиболее близкие к упорному стыку витки, несущие до 70% осевой силы затяжки соединения, оказываются более податливыми, что приводит к выравниванию нагрузок по длине резьбы и, как следствие, к увеличению этой силы [1].

## 2. Испытания на прочность при затяжке резьбового соединения

Для проведения испытаний был разработан специальный стенд, в котором крутящий момент создавался за счет рычага, приводимого в действие устройством с гидравлической подачей. Между рычагом и этим устройством устанавливался динамометр ДШУ-2-2-42 (ГОСТ 13837-79), показания которого позволяют с точностью  $\pm 2\%$  определять прикладываемый к резьбовому соединению крутящий момент.

Перед испытаниями и затем через каждые 490 Н·м нагрузки проводились измерения наружного диаметра муфты (конца трубы с внутренней резьбой) в 10 мм от резьбового стыка и дуги поворота свинчиваемых деталей относительно друг друга. Наружные диаметры измерялись в затянутом и в развинченном состоянии. Поэтому через каждые 490 Н·м производилась не только затяжка, но и развинчивание соединения. Измерения производили с помощью микрометра. Предельным крутящим моментом принимался такой, при котором остаточные деформации по наружному диаметру достигали 0,1 мм. После

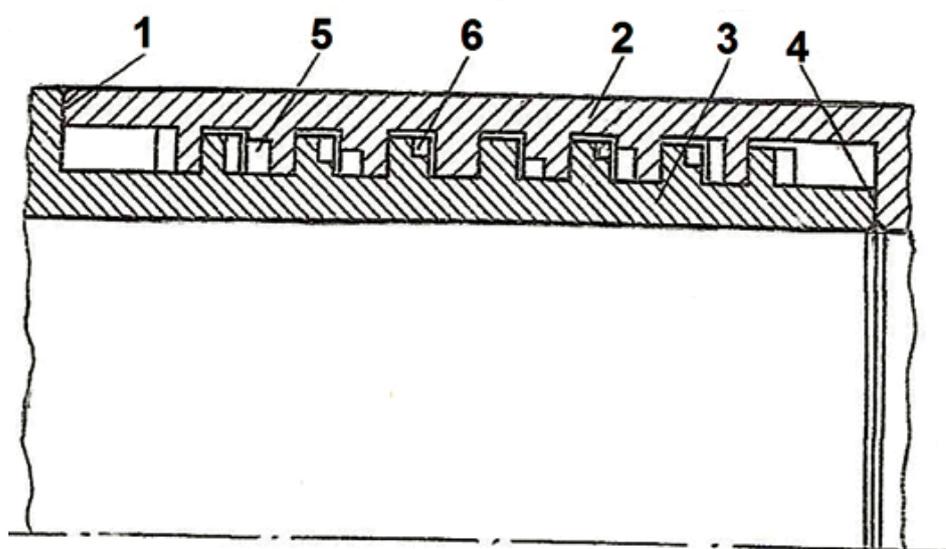


Рис. 1. Соединение с резьбой трапецеидального профиля с двумя упорными стыками: наружным 1 и внутренним 4, с выемкой 5 по рабочей стороне профиля резьбы муфты 2 и выемкой 6 с нерабочей стороны резьбы ниппеля 3.

определения этого момента соединение продолжали нагружать до полного разрушения. Результаты испытаний приведены в табл. 2.

Анализ табл. 2 показывает, что максимальным предельным крутящим моментом (3077 Н·м), превышающим стандартное на 124%, обладает двухупорное резьбовое соединение с термообработкой (улучшением) материала. На 15% (2871 Н·м) ему уступает соединение с такой же термообработкой и с выемкой по нерабочей стороне профиля наружной и внутренней резьбы, а длина дуги поворота его деталей превышает почти в три раза, что является результатом соответствующего увеличения податливости резьбы и более равномерной нагрузки ее по длине.

## 3. Испытания на прочность при растяжении

Испытания на прочность резьбового соединения при растяжении осуществлялось на разрывной машине Р-100 со специальным устройством для фиксации величины удлинения и остаточных деформаций под действием растягивающей нагрузки.

Схема устройства представлена на рис. 2. Конструкция устройства обеспечивает надежное крепление испытываемой резьбовой пары в захватах разрывной машины и фиксацию с помощью индикатора часового типа величины удлинения резьбовой пары в зависимости от прикладываемой нагрузки. Приспособление с индикатором устанавливалось в зоне, испытываемой на растяжение резьбовой пары, и симметрично ее охватывало на длине  $70 \pm 0,5$  мм. К концам испытываемых труб присоединялись переходники ПИ50/73 (ТУ 41-01-587-88), к последним – специально изготовленные хвостовики, с помощью которых образцы устанавливались в захватах разрывной машины. Для предотвращения вырывания образцов из переходников место резьбового соединения их с концами испытываемых труб зажималось стяжными хомутами (ТУ 41-01-476-82Е). Перед испытаниями на всех образцах замерялись (в плоскости начала сбега резьбы) наружный и внутренний диаметры, глубина и ширина впадины резьбы, толщина стенки по телу трубы, а затем образцы свинчивались с оптимальным крутящим моментом.

Испытания каждого образца начиналось с приложения предварительной нагрузки 980 Н, а затем, по интервалу через каждые 4900 Н с фиксацией по индикатору удлинений под нагрузкой, и после снятия нагрузки до первоначальной величины в 980 Н.

При достижении удлинения 0,05 мм под нагрузкой в 980 Н дальнейшее поинтервальное нагружение проводилось через каждые 980 Н до получения удлинения 0,2 мм, после чего индикатор снимался с приспособления во избежание его повреждения и образец нагружался до разрыва или срыва резьбы.

Испытания показали, что во всех случаях имели место упругие деформации, и к

**Таблица 2.** Результаты испытания на прочность при затяжке резьбового соединения.

Варианты конструкции резьбовых соединений трубы диаметром 73 мм	Предельный крутящий момент,		Длина дуги поворота деталей при $M_{кр} = 1000 \text{ Н} \cdot \text{м}$	
	Н·м	%	мм	%
Трубы нормализованные				
Стандартное	1372	100	16	100
Двухупорное	2616	190	7	43
С выемкой по нерабочей стороне профиля наружной резьбы	1784	130	22	137
С выемкой по нерабочей стороне профиля наружной и внутренней резьбы	1617	117	17	106
Трубы улучшенные				
Стандартное	2234	163	5	31
Двухупорное	3077	224	6	38
С выемкой по нерабочей стороне профиля наружной резьбы	2734	199	9	56
С выемкой по нерабочей стороне профиля наружной и внутренней резьбы	2871	209	17	106

моменту снятия индикатора остаточные деформации по абсолютным величинам были весьма незначительны, так как происходили на коротком участке опасного сечения муфты, длина которого примерно равна шагу резьбы, и по этой причине не могли быть зафиксированы индикатором.

Результаты испытаний на растяжение резьбовых соединений трубы диаметром 73 мм приведены в табл. 3.

Сравнение разрушающей нагрузки и нагрузки на единицу площади поперечного сечения обрыва детали соединения (условный предел выносливости) указывают на достаточную представительность полученных результатов, так как процентные соотношения этих величин весьма близки.

Анализ кривых зависимости деформаций от растягивающей нагрузки (рис. 3) показывает, что характер их для всех вариантов резьбовых соединений аналогичен. Достаточно четко отмечаются участки кривых, где упругие деформации переходят в остаточные.

Выемка части тела по нерабочей стороне профиля резьбы привела не к ослаблению, а к упрочнению соединения на растяжение.

Характерно, что оба вида отказа – обрыв и вырыв резьбы происходят только в соединениях, материал которых был подвергнут улучшению. При этом вырыв происходил в тех образцах, в которых пластичность материала преобладала над прочностью.

Обрыв как нормализованных, так и улучшенных соединений происходил по опасному сечению внутренней резьбы, т.е. по впадине резьбы муфты.

Условный предел прочности (с учетом площади опасного сечения) резьбовых соединений, выполненных на улучшенных трубах (закалка с высоким отпуском) на 20% выше, чем на нормализованных.

#### 4. Испытания на износостойкость

Сравнительные испытания нормализованного и улучшенного материала образцов на износостойкость, вырезанных из обсадных труб, проводилось на стенде АИ-2. Было изготовлено по пять образцов каждого типа. Образец имеет в сечении квадрат со стороной 4,4 мм.

Износостойкость материала определялась при трении образца (обсадная труба) о кольцевой притир (чашу), выполненный из закаленной стали 40Х (HRC 48), имитирующий бурильный замок, находящийся в контакте с поверхностью обсадной колонны. Причем трение осуществлялось через абразивную прослойку, которая представляла собой 10% смесь кварцевого песка зернистостью №6 с водой (суспензия). Крупность основной фракции зерна 71 мкм.

Принцип работы стенда АИ-2 заключается в следующем. Образец крепится на конце рычага в специальном пазу перпендикулярно к оси притира. Суспензия центробежными силами отбрасывается на внутреннюю боковую поверхность кольцевого притира. При помощи груза и рычага образец прижимается к вращающемуся кольцевому притиру. Для обеспечения равномерного изнашивания рабочей поверхности кольцевого притира и более полного использования абразива шпиндель совместно с кольцом и чашей совершает осциллирующее осевое движение.

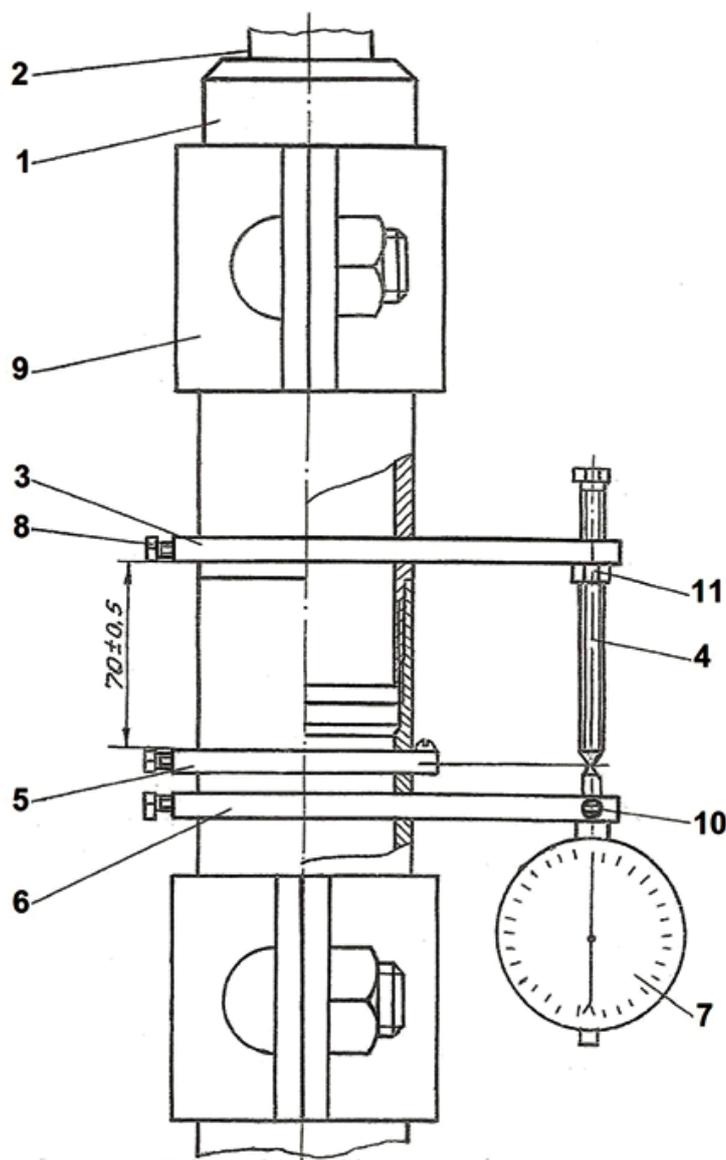


Рис. 2. Схема устройства для испытаний резьбовых соединений обсадных труб на растяжение.

- 1 – переходник;
- 2 – хвостовик;
- 3 – хомут с кронштейном для установочного винта;
- 4 – установочный винт;
- 5 – хомут с кронштейном из упругой пластинки;
- 6 – хомут с кронштейном для индикатора;
- 7 – индикатор часового типа;
- 8 – винт крепления хомута;
- 9 – стяжной хомут;
- 10 – винт крепления индикатора;
- 11 – контргайка.

Применялась следующая методика испытаний. Чаша вращалась с частотой 290 об/мин, сила прижатия образца к притиру составляла 0,3 МПа. Испытание каждого образца повторялось три раза. Перед началом испытаний образцы подвергались приработке для достижения полного прижатия их торца к поверхности трения. Продолжительность одного испытания, установленная опытным путем, составляла 3000 оборотов и контролировалась по

показаниям счетчика. Перед испытанием каждого образца абразивная суспензия заменялась на новую.

Интенсивность изнашивания определялась по величине износа образца в зависимости от пройденного пути. Износ образца определялся как разница его массы до и после испытаний. Масса измерялась с помощью аналитических весов с точностью  $\pm 0,001$  г.

Путь ( $L$ ) трения образца определялся исходя из фактического числа оборотов, совершенных кольцевым притиром и величины его внутреннего диаметра.

$$L = l \cdot 10^{-3} \cdot n, \text{ км,}$$

где  $l = 0,4$  – длина поверхности трения кольцевого притира, м;  
 $n$  – количество оборотов кольцевого притира, совершенное за один опыт.

Учитывая, что каждый образец за одно испытание проходил 3000 оборотов, то путь трения его за три испытания составлял 3,6 км.

Результаты испытаний на стенде АИ-2 представлены в табл. 4, из которой следует, что интенсивность изнашивания образцов из нормализованных обсадных труб в среднем в 2,4 раза выше, чем образцов труб, подвергнутых улучшению. Поскольку износостойкость является величиной обратной интенсивности износа, то можно сделать вывод, что процесс улучшения обсадных труб по сравнению с нормализацией позволяет повысить их износостойкость в 2,4 раза.

### 5. Испытания на знакопеременный изгиб

Необходимость проведения испытаний обсадных и колонковых труб на усталость обусловлена двумя факторами.

Во-первых, известно, что повышение прочности стали с одной стороны приводит к повышению предела выносливости гладкого образца, но с другой – более прочный материал имеет повышенную чувствительность к надрезу, что снижает предел выносливости натурального образца, т.е. резьбового соединения.

Во-вторых, обсадные и колонковые трубы в процессе эксплуатации нередко разрушаются в резьбовых соединениях. Причиной этого является не только потеря прочности из-за износа, но также и результат действия знакопеременных нагрузок. Это наиболее характерно для обсадных труб, которые подвергаются таким нагрузкам более длительное время со стороны вращающейся бурильной колонны, инициирующей поперечные колебания, особенно на участках каверн значительной протяженности.

Целью испытаний на знакопеременный изгиб являлось получение данных о том, что предел выносливости резьбовых соединений, выполненных из упрочненного материала, по крайней мере, не ниже базовых серийных образцов.

**Таблица 3.** Результаты испытаний на растяжение резьбовых соединений трубы диаметром 73 мм.

Варианты резьбовых соединений		Момент затяжки	Нагрузка растяжения в момент обрыва или вырыва резьбы		Условный предел прочности		Виды отказов: обрыв и его место или вырыв резьбы	
			Каждого образца	Средняя по вариантам		МПа		%
		Н·м	кН	кН	%			
Со стандартной резьбой	Нормализованные	108	316	311	100	731	100	Резьба муфты
			311					
			306					
	Улучшенные	144	309	-	-	-	-	Вырыв резьбы
372 384			378	122	876	120	Резьба муфты	
То же, но с выемкой по нерабочей стороне профиля резьбы ниппеля	Нормализованные	108	328	315	101	738	101	Резьба муфты
			301					
	Улучшенные	144	382	-	-	-	-	Вырыв резьбы
			393	393	126	876	120	Резьба муфты

Испытания проводились на стендах БП-106 по ранее отработанной СКБ «Геотехника» методике при базе испытаний 107 циклов знакопеременного изгиба с консольным приложением нагрузки к вращающемуся натурному образцу. Перед установкой на стенд каждый образец затягивался с оптимальным крутящим моментом. Испытаниям подвергалось не менее пяти образцов каждого варианта резьбовых соединений. Предел выносливости оценивался не величиной напряжения изгиба, а условно по величине изгибающего момента, при котором образец проходит базу испытаний без поломки. Результаты испытаний приведены в табл. 5.

Из приведенной таблицы следует, что основное требование к упрочненным вариантам резьбовых соединений выполнено – предел выносливости их не ниже соединений базового варианта, у которого он составляет 686 Н·м.

Улучшение материала базового варианта позволило даже повысить его предел выносливости на 7%. Это указывает на то, что фактор увеличения прочности материала оказался выше, чем эффект снижения предела выносливости из-за надреза, каковым обладает резьба, в особенности трапецидального (незакругленного по впадинам) профиля.

Наличие второго внутреннего стыка позволило повысить предел выносливости нормализованного соединения на 12%, а улучшенного на 29%, что соответственно должно привести к возрастанию вероятности безотказной работы таких соединений.

## 6. Производственные испытания обсадных и колонковых труб повышенной прочности

Опытные образцы обсадных и колонковых труб диаметром 89х5 мм и ниппели к ним изготовлены из стали

группы прочности Д (сталь 45 нормализованная ГОСТ 6238-77) и подвергнуты улучшению (индукционной закалке с высоким отпускком по всему телу до твердости 28-32 HRC, т.е. механические свойства их доведены до величин, соответствующих группе прочности М (см. ГОСТ Р 50278-92). Кроме того, в отличие от ГОСТ 6238-77, наружная поверхность колонковых труб подвергнута индукционной закалке на глубину 1,0-1,8 мм до твердости не менее 45 HRC.

В качестве базы сравнения приняты серийные обсадные трубы того же диаметра 89 мм и ниппели к ним, изготовленные из стали группы прочности Д по ГОСТ 6238-77.

### 6.1. Испытания обсадных труб

Трубы испытывались в гидрогеологической скважине глубиной 300 м в Трудовской ГРЭ «Донбассгеологии». До глубины 23 м скважина была обсажена трубами диаметром 108 мм. Затем в скважину была спущена испытываемая комбинированная колонна обсадных труб диаметром 89 мм длиной 83 м, в которой попеременно были включены 4 комплекта по 5 шт. труб серийных и опытных. Низ колонны был зацементирован. Геологический разрез ниже обсаженного участка представлен был, в основном, песчаниками, известняками и алевролитами. Средняя категория пород по буримости составляла 6,1. После обсадки бурили коронками диаметром 76 мм с использованием бурильной колонны диаметром 50 мм муфтово-замкового соединения. Частота вращения 231 об/мин на буровом станке ЗИФ-1200МР. Осевая нагрузка 11,76 кН. Промывочная жидкость – вода с подачей 80-100 л/мин. Бурение закончено на глубине 317 м. Общий объем испытаний составил 234 м., а время работы бурильной

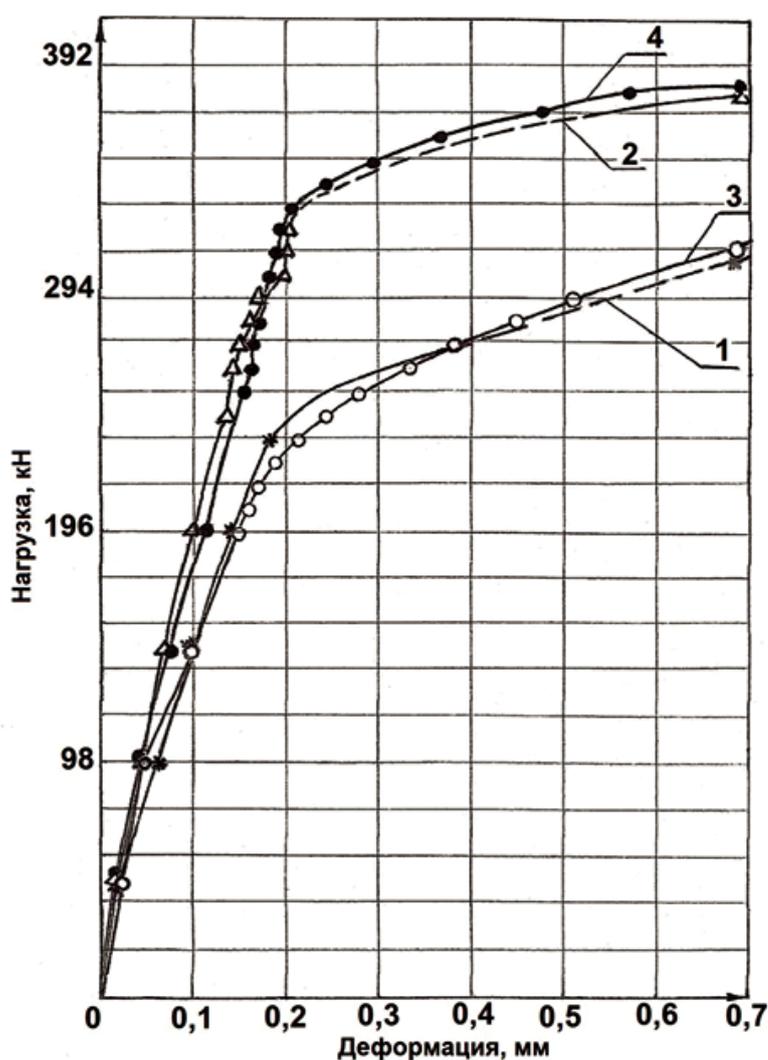


Рис. 3. Зависимость удлинения резьбового соединения (резьба стандартная 69,5x4) трубы диаметром 73 мм от растягивающей нагрузки.

- 1 – труба нормализованная;
- 2 – труба улучшенная;
- 3 – труба нормализованная с выемкой по нерабочей стороне профиля резьбы ниппеля;
- 4 – труба улучшенная с выемкой по нерабочей стороне профиля резьбы ниппеля.

колонны в испытываемых обсадных трубах составило 180 ч чистого бурения. Отказов обсадной колонны не было. Она была извлечена и подвергнута измерениям в тех же сечениях, что и перед испытаниями. Наибольшему износу подверглись внутренние поверхности ниппелей – по диаметру в среднем 0,75 мм и 0,26 мм соответственно у базовых и опытных труб, а износ самих труб в средней части незначителен, причем у базовых труб максимален на концевых участках (0,40 мм или 20% от номинальной толщины стенки), а у опытных – практически отсутствует.

При оценке ресурса сравниваемых колонн было принято, что по результатам исследований опыта эксплуатации допустимый предельный износ ниппеля по внутреннему диаметру равен 2 мм или 1 мм по толщине стенки. Следовательно, с учетом наработки комбинированной колонны равной 180 ч чистого бурения ресурсы составят:

- базовых труб  $180 \cdot 2/0,75 = 480$  ч;
- опытных труб  $180 \cdot 2/0,26 = 1365$  ч.

Полученные значения ресурсов позволяют прогнозировать безопасную глубину бурения ниже обсадных колонн, т.е. в открытом стволе скважины. В данном случае, при средней механической скорости 1,3 м/ч она составляет для базовых обсадных колонн 620 м, а упрочненных – 1770 м. При достижении этих глубин разрушения обсадных колонн не произойдет, но по мере дальнейшего бурения будет возрастать вероятность такого разрушения, так как трубы в резьбовом соединении будут работать без запаса прочности.

## 6.2. Испытания колонковых труб

Колонковые трубы диаметром 89 мм по 8 шт. базовых и серийных испытывались в той же Трудовской ГРЭ «Донбассгеологии», но на другом участке, в скважинах глубиной до 1000 м при бурении коронками диаметром 93 мм типа СА-5, 01АЗСВ и КС. Геологический разрез представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками. Средняя категория пород по буримости 6,3. Буровой станок ЗИФ1200МР, частота вращения 231 об/мин, осевая нагрузка до 9,8 кН, промывочная жидкость – хлор-кальциевый раствор с расходом 80-100 л/мин.

В связи с ограниченными объемами бурения колонковые трубы испытывались последовательно в одной буровой бригаде, т.е. сначала были отработаны базовые, а затем опытные трубы.

За время испытаний было пробурено всего 1456 м, в том числе с применением опытных труб 988 м. Средняя механическая скорость 1,3 м/ч. Средние значения износа приведены в табл. 6

Износ концов труб оказался больше чем в средней части, причем у базовых труб в три, а у опытных в четыре раза. Износ концов у базовых труб также выше на 7%. Однако ресурс определяется величиной износа и наработкой труб, которая составила у 8 базовых труб 468 м, а у 8 опытных 988 м. При средней механической скорости 1,3 м/ч наработка на 1 трубу составила соответственно 45 и 95 часов.

Для более точной оценки ресурсов сравниваемых труб необходимо принять одинаковый для них критерий отбраковки, т.е. предельного их состояния по износу. Это состояние соответствует предельному наружному диаметру для колонковых труб равному 87 мм. В этом случае при запасе на износ 2 мм по диаметру более точные значения ресурсов (в часах чистого бурения) составят:

- базовые трубы  $45 \cdot 2/1,65 = 55$  ч;
- опытные трубы  $95 \cdot 2/1,77 = 107$  ч.

Таким образом, ресурс опытных колонковых труб оказался выше базовых (стандартных) в 1,9 раза.

Как уже выше отмечалось, на основании представленных здесь исследований был разработан новый ГОСТ Р 51682-2000 «Трубы обсадные и колонковые для геологоразведочного бурения. Технические условия».

**Таблица 4.** Результаты испытаний на стенде АИ-2.

Тип образца	Номер образца	Суммарный износ за три испытания, г	Интенсивность износа, г/км	Износостойкость	
				км/г	%
Нормализованный	1,2	0,178	0,049	20,4	100
	1,3	0,155	0,043	23,2	
	1,4	0,145	0,040	25,0	
	1,5	0,099	0,027	37,0	
	Среднее	0,144	0,040	25,0	
Улучшенный	2,2	0,074	0,020	50,0	235
	2,3	0,054	0,015	66,7	
	2,4	0,073	0,020	50,0	
	2,5	0,046	0,013	76,9	
	Среднее	0,062	0,017	58,8	

**Таблица 5.** Результаты испытаний на стендах БП-106.

Варианты резьбовых соединений трубы диаметром 73 мм (профиль резьбы стандартный)	Предел выносливости		Место поломки в случаях превышения нагрузки предела выносливости
	Н · м	%	
№1. Нормализованные с одним наружным стыком	686	100	По сбегу внутренней резьбы
№2. Улучшенные с одним наружным стыком	735	107	По сбегу наружной резьбы
№3. Нормализованные с наружным и внутренним стыком	764	114	По сбегу внутренней резьбы
№4. Улучшенные с наружным и внутренним стыком.	882	129	По сбегу наружной резьбы.

**Таблица 6.** Средние значения износа колонковых труб.

Колонковые трубы	Результаты измерений наружного диаметра труб, мм					
	Середина трубы			Концы трубы		
	Новая (max)	Изношенная (среднее)	Износ	Новая (max)	Изношенная (среднее)	Износ
Базовая	89,26	88,70	0,56	89,31	87,66	1,65
Опытная	89,19	88,74	0,45	89,45	87,68	1,77

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны. - 2-е изд. - М.: Недра, 1992 - 214 с.

**REFERENCES**

1. Lachinyan L.A. Rabota buril'noj kolonny. - 2-e izd. - M.: Nedra, 1992 - 214 p.

# Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти

А.Н. Александров – аспирант; М.А. Кищенко – магистрант;  
М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой  
(Санкт-Петербургский горный университет)

В связи с широкой распространенностью в мире месторождений парафинистых нефтей, среди которых около половины приходится на высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые нефти, проблема повышения эффективности эксплуатации скважин при добыче таких нефтей становится особо важной [6]. Интенсивное образование органических отложений парафинового типа в призабойной зоне пласта, стволе скважины, устьевого арматуре и выкидных линиях приводит к увеличению скин-фактора, существенному уменьшению проходного сечения насосно-компрессорных труб, вплоть до аварийных остановок нефтегазопромыслового оборудования.

Изменение компонентного состава и свойств нефти, а также увеличение обводнённости скважинной продукции сильно влияет на состав и свойства органических отложений, образующихся на поверхности внутрискважинного оборудования. Целью данной работы является исследование влияния компонентного состава нефти на условия и характер перехода парафинов в твердую фазу на основе построенной модели высокопарафинистой нефти.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин требуется детальное проектирование систем добычи. Одним из ведущих программных комплексов в области анализа и оптимизации систем добычи является продукт компании Schlumberger – PIPESIM. В основе работы данного программного комплекса (ПК) является построение и расчет статической модели течения установившегося многофазного потока от пласта до объектов системы сбора и подготовки. PIPESIM позволяет решать множество прикладных задач с помощью различных модулей, встроенных в данный комплекс [10]. Для реализации поставленной цели использовался модуль Multiflash Wax.

Численное моделирование происходит одновременно с учётом двух- и трехфазной модели состояния флюида. Данный модуль обеспечивает детальное описание процесса образования парафина и поведения жидкой фазы в нефтегазопромысловом оборудовании на основе построения модели термодинамического равновесия.

Накопленный опыт лабораторных исследований парафинов показывает, что значительное влияние на

температуру их плавления оказывают твёрдые соединения, представленные смесью парафиновых кристаллических углеводородов и церезинами. Парафины и церезины имеют одну общую формулу  $C_nH_{2n+2}$ , но принадлежат разным гомологическим рядам. Наиболее часто встречаемое соотношение парафинов к церезинам в нефти составляет 4:1.

Молекулы парафинов преимущественно представлены углеводородными радикалами нормального строения с числом атомов углерода от 16 до 35. В твёрдом состоянии образуют кристаллическую структуру с молекулярной массой 300–450 г/моль. Самыми тугоплавкими компонентами из гомологического ряда алканов являются низкомолекулярные парафины [6].

Молекулы церезинов представлены радикалами нафтенового, нафтено-ароматического и ароматического оснований с изоалканами. Число атомов углерода в молекуле церезинов находится в пределах от 36 до 55, молекулярная масса – от 500 до 750 г/моль.

Нафтеновые углеводороды, входящие в состав церезинов, содержат в молекулах боковые цепи как нормального, так и изостроения. Поэтому при одинаковой температуре плавления с парафинами, они обладают большей величиной плотности, вязкости и молекулярной массы, что сопровождается более низкой растворимостью в идентичных растворителях. Меньшая химическая устойчивость церезинов обусловлена их мелкокристаллической структурой. И те, и другие не растворимы в воде, спирте, водных растворах минеральных оснований и кислот, но хорошо растворимы в углеводородах всех классах и полярных неэлектролитах [6].

С целью определения сходимости экспериментальных данных, представленных в работах [3, 7], и моделируемых с помощью Multiflash Wax была построена зависимость температуры плавления парафина от числа атомов углерода (рисунок 1).

На рисунке 1 представлена кривые, демонстрирующие весь диапазон изменения температуры плавления парафинов, входящих в состав АСПО. Очевидно, что увеличение содержания высокомолекулярных углеводородов приводит к повышению температуры плавления парафина, его более раннему появлению в скважине и

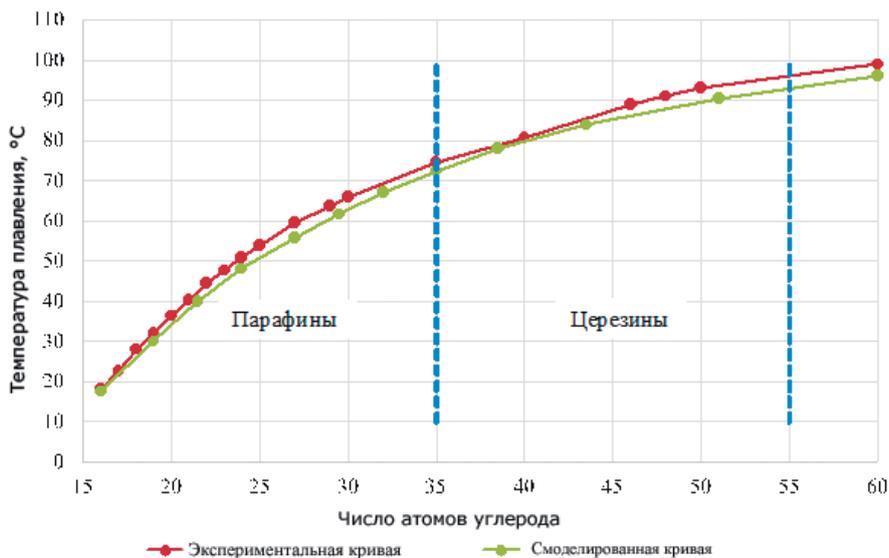


Рис. 1. Зависимость температуры плавления парафина от числа атомов углерода, определяющих вид n-алканов.

увеличению глубины образования отложений в колонне НКТ [6].

Высокая сходимость зависимостей, представленных на рисунке 2, позволяет создать модель высокопарафинистой нефти с точным описанием физико-химических свойств

По известным физико-химической характеристике и компонентному составу была разработана модель высокопарафинистой нефти в ПК «PIPESIM» с помощью модуля Multiflash Wax. В программу вносятся количественные значения каждого компонента, общий вид которых представлен в таблице 2.

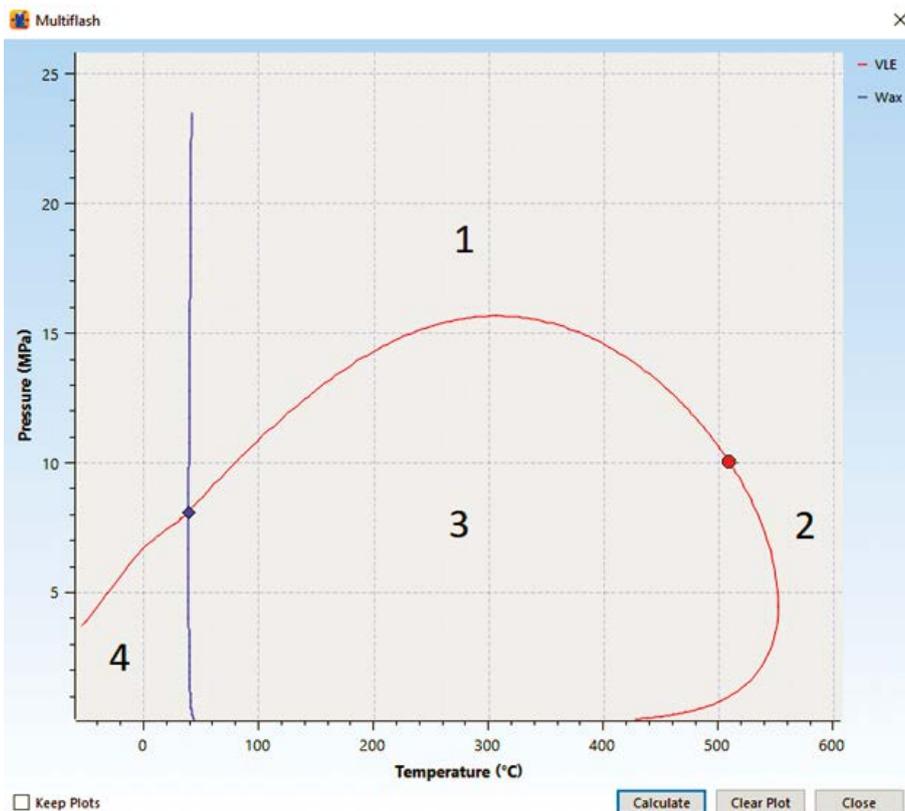


Рис. 2. Диаграмма фазового равновесия углеводородной системы для залежи  $D_{2ef}$ .

пластовой нефти, и в дальнейшем проводить различные исследования на основе построенной модели, получая достоверные результаты.

Результаты лабораторных исследований физико-химических свойств исследуемой нефти для продуктивной залежи  $D_{2ef}$  представлены в таблице 1. Начальная пластовая температура для указанной залежи составляет 62 °С, а пластовое давление – 29,1 МПа. Дегазированная нефть относится к особо легким (плотностью 802 кг/м<sup>3</sup>). Температура застывания нефти составляет 40 °С. По групповому составу нефть относится к высокопарафинистым (содержание парафино-нафтенной группы составляет 89,31% масс., в т.ч. парафинов – 27,12% масс.), смолистым (содержание смол и асфальтенов составляет 3,56% масс. и 1,59% масс. соответственно), согласно [9].

При нормальных условиях различные углеводородные компоненты, содержащиеся в нефти, образуют трёхфазную систему. При пластовых условиях (высокой температуре и давлении) все компоненты образуют одну фазу – жидкую смесь. Нефть представляет собой многокомпонентную систему, поэтому диаграмма фазового равновесия в координатах «температура – давление» в отличие от индивидуальных веществ представляет собой не единую кривую, а область, ограниченную линиями начала конденсации (линия росы) и начала испарения [5].

На первом этапе моделирования строится фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи  $D_{2ef}$  (рисунок 2). Слева от критической точки (C) и выше линии испарения (область 1) углеводороды находятся в жидком состоянии, а справа и ниже линии конденсации (область 2) – в газообразном. Внутри двухфазной границы между линиями начала конденсации и начала испарения (область 3) могут

**Таблица 1.** Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи  $D_{2ef}$ .

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	802
Температура застывания, °С	40
Температура насыщения нефти парафином, °С	45
Групповой углеводородный состав, % масс.:	
Парафино-нафтеновые углеводороды	89,31
в т.ч. парафины	27,12
Ароматические углеводороды	5,55
Смолы силикагелевые	3,56
Асфальтены	1,59

существовать вместе нефть и газ. При снижении температуры ниже линии образования парафинов система переходит в трехфазное состояние (область 4), дополнительно содержащей твердую фазу – парафин.

Задание компонентного состава через мольные доли позволяет определить условия образования парафинов

в газожидкостной смеси. Представленная на фазовой диаграмме линия образования парафинов соответствует температуре насыщения исследуемой нефти парафином – 44 °С.

Кроме этого, использование модуля Multiflash Wax позволяет определить динамику изменения массового содержания парафина в жидкости при охлаждении нефти ниже температуры насыщения (рисунок 3).

На представленном графике видно, что при температуре 20 °С содержание парафина составляет 27% масс. При дальнейшем понижении температуры его содержание продолжает расти и при 0 °С достигает 52% масс. Поскольку в нефтепромысловой практике устьева температура, как правило, превышает 20 °С, интервал ниже этого значения в скважине не встречается и в данной работе не рассматривается.

Значения температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания в представленной модели довольно близки к экспериментально полученным данным при температуре 20 °С и атмосферном давлении, указанным в таблице 1.

Также в ходе моделирования получена убывающая функция изменения молекулярной массы органических отложений при фазовом переходе парафина в кристаллическое состояние (рисунок 4). При температуре насыщения нефти парафином (44 °С) его молекулярная масса составляет 522 г/моль, а к 20 °С она достигает – 398 г/моль.

**Таблица 2.** Компонентный состав пластовой нефти залежи  $D_{2ef}$ .

Название компонента	Химическая формула	Мольная доля, %
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,13
Азот	N <sub>2</sub>	1,03
Гелий	He	0,01
Метан	CH <sub>4</sub>	24,4
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8,71
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	10,3
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,7
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,26
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	6,6
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	6,12
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	7,43
C <sub>9+</sub>	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub> +	24,31

Multiflash - Wax Precipitation

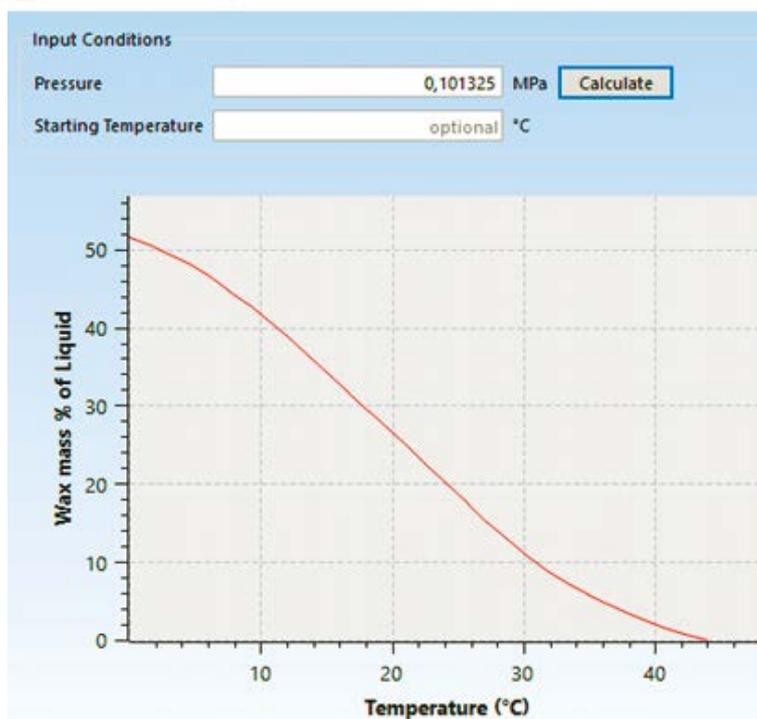


Рис. 3. Зависимость массового содержания парафина в жидкости от температуры, построенная в модуле Multiflash Wax.

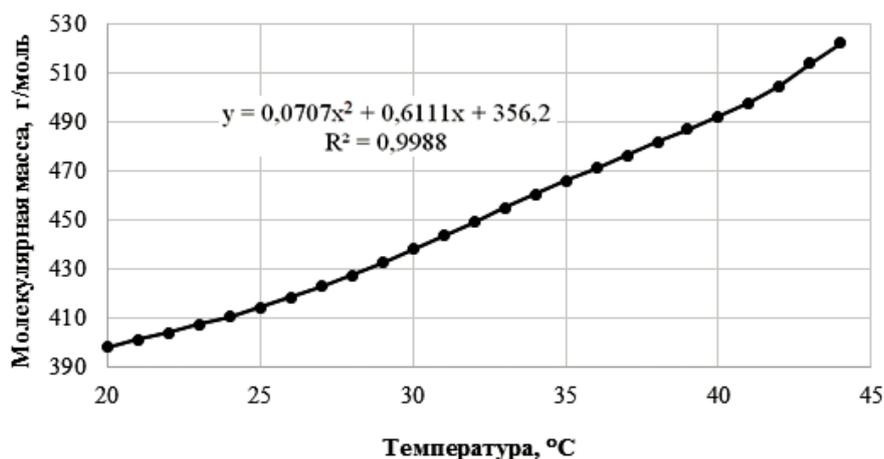


Рис. 4. Зависимость изменения молекулярной массы парафина от температуры.

Таким образом, при снижении температуры потока сначала кристаллизуются компоненты с наибольшей молекулярной массой. При дальнейшем охлаждении в отложениях преобладают низкомолекулярные углеводороды.

При переходе легких углеводородов из жидкого в газообразное состояние свойства нефти значительно изменяются: увеличивается вязкость, плотность и ее удельный объем. Уменьшение содержания растворенного газа приводит к быстрому увеличению статического напряжения сдвига – проявлению структурно-механических свойств нефти [1].

Основными факторами, снижающими растворяющую способность нефти по отношению к парафину при движении по стволу скважины, являются [3, 6]:

- охлаждение потока нефти за счет естественной теплоотдачи (55%);
- проявление эффекта Джоуля-Томпсона при разгазировании (25%);
- удаление из нефти легких фракций при разгазировании (20%).

В связи со значительным влиянием процесса разгазирования нефти на снижение растворяющей способности нефти необходимо детально изучить воздействие легких углеводородов на образование отложений парафина.

На рисунке 5 представлено влияние мольной доли гептана на изменение параметров отложения парафинов (температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания).

Этот углеводород является одним из ярких представителей метанового ряда для демонстрации зависимостей, исследуемых в данной работе. Исходная мольная доля, заданная в модели, составляет 6,12%.

Исследование влияния системы на изменение мольной доли гептана проводилось с шагом 2%.

Полученная зависимость позволяет утверждать, что увеличение доли гептана в построенной модели способствует увеличению растворяющей способности нефти и замедляет процесс образования парафина. Для оценки изменения параметров процесса их точные значения приведены в таблице 3.

При изменении мольной доли гептана в нефти от 0 до 10% температура насыщения нефти парафином снизилась на 1,41 °C, а массовое содержание парафинов – на 5,97%. Столь значительное изменение рассматриваемых параметров парафинообразования подчеркивают

важность исследования мольной доли компонентов, наиболее часто входящих в состав нефти.

В работе [4] исследовано влияние состава и количества растворенного газа на структурно-механические свойства нефтей при температурах выше температуры их насыщения парафином, когда структуру в нефти образуют асфальтены. Увеличение содержания в пластовой нефти азота, метана и этана приводит к увеличению предельного динамического напряжения сдвига.

Авторами данной статьи проведены исследования, целью которых являлось изучение условий образования парафина в зависимости от состава и содержания газообразных и жидких компонентов в высокопарафинистой нефти. Моделирование позволило оценить изменение температуры насыщения нефти парафином и

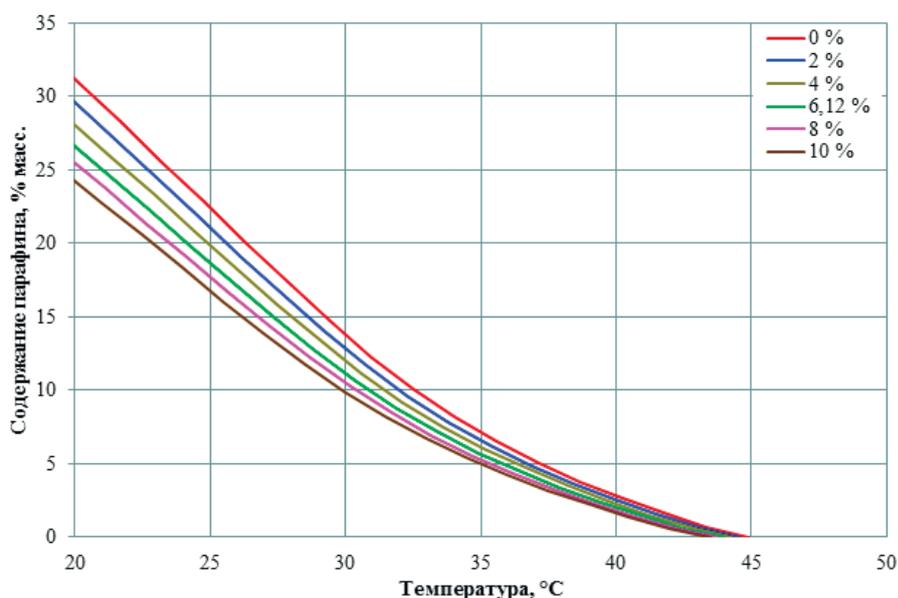


Рис. 5. Зависимость температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания от мольной доли гептана.

**Таблица 3.** Зависимость температуры насыщения нефти парафином и его массового содержания от мольной доли гептана.

Наименование параметра	Мольная доля гептана в нефти, %					
	0	2	4	6,12	8	10
Температура насыщения нефти парафином, °С	44,89	44,59	44,30	44,00	43,75	43,48
Содержание парафинов в нефти при 20 °С, % масс.	30,95	29,54	28,25	27,00	25,98	24,98

его массового содержания при изменении мольной доли компонентов на 1% (рисунок 6 и 7).

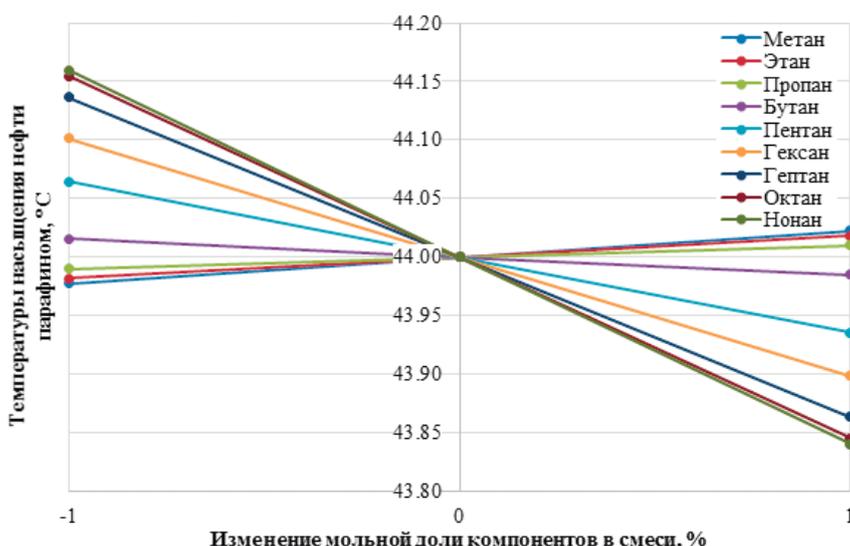


Рис. 6. Зависимость температуры насыщения нефти парафином от изменения мольной доли компонентов.

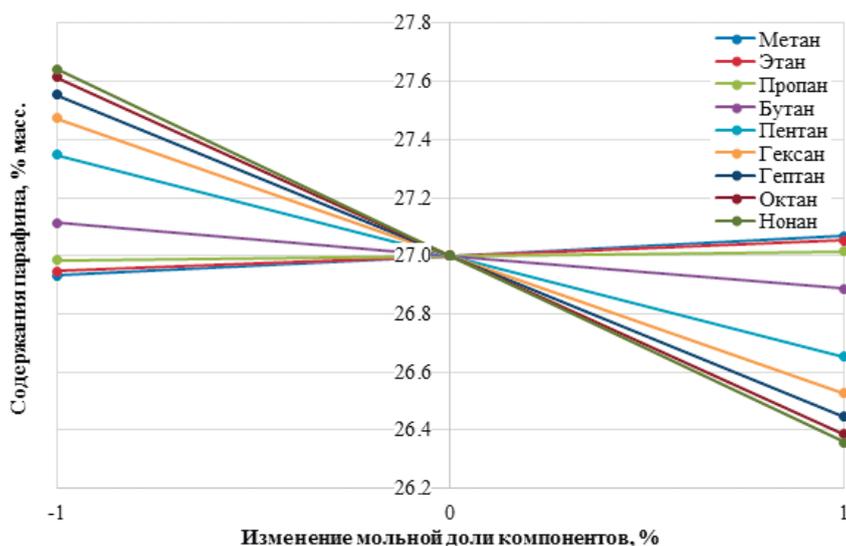


Рис. 7. Зависимость содержания парафина в нефти от изменения мольной доли компонентов.

На обоих рисунках графики сходятся в одной точке, соответствующей параметрам исходной модели. Увеличение содержания метана, этана и пропана приводит к более раннему образованию парафинов. Остальные компоненты (бутан, пентан и др.), наоборот, замедляют процесс его образования.

Рост числа атомов углерода до октана (C<sub>8</sub>) приводит к усилению их влияния на параметры образования парафинов. Близкое расположение зависимостей для нонана (C<sub>9</sub>) и октана свидетельствуют о резком замедлении роста их влияния на температуру насыщения нефти парафином (рисунок 6).

Иную картину мы видим при наблюдении за изменением содержания парафина (рисунок 7). После компонента C<sub>8</sub> с ростом числа атомов углерода не происходит затухание влияния и слияния графиков в один. Дальнейшее увеличение молекулярной массы компонентов приводит к росту значения, на которое изменяется содержания парафина в смеси. Этот рост не имеет предела, поскольку этот же эффект наблюдается при увеличении молекулярной массы парафинов, уже рассмотренный в работе.

Моделирование позволило нам не только отследить общие тенденции изменения системы, но ещё и оценить значения изменений параметров системы. На рисунках 8 и 9 показано, как меняются эти значения для гомологического ряда алканов при увеличении мольной доли каждого отдельно взятого компонента на 1%.

Для лучшего понимания характера изменения модельной системы на рисунках 10 и 11 показано изменение параметров парафинообразования при задании мольной доли компонентов C<sub>2</sub>-C<sub>8</sub> в интервале 0-10%. Мольная доля метана (24,4%) находится за пределами рассматриваемого интервала, поэтому указанный компонент на рисунке не изображен и его влияние будет показано далее в работе.

В данной работе также было изучено влияние неуглеводородных компонентов, наиболее часто встречающихся при добыче нефти – углекислого газа, азота и сероводорода. Мольная доля для перечисленных газов ограничивалась 2%, поскольку такое содержание наиболее распространено в составе нефти [3, 6, 8].

С увеличением содержания в нефти неуглеводородных газов (азота, сероводорода и углекислого газа) наблюдается незначительное повышение температуры насыщения нефти парафином, соизмеримое с влиянием этана (рисунок 12).

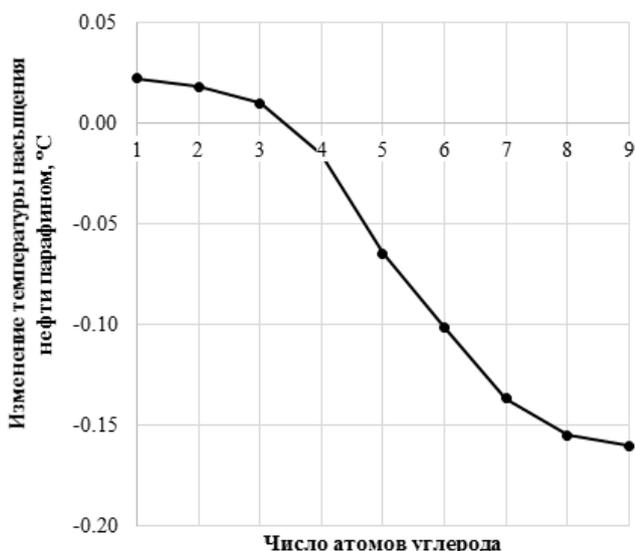


Рис. 8. Влияние алканов метанового ряда на изменение температуры насыщения нефти парафином.

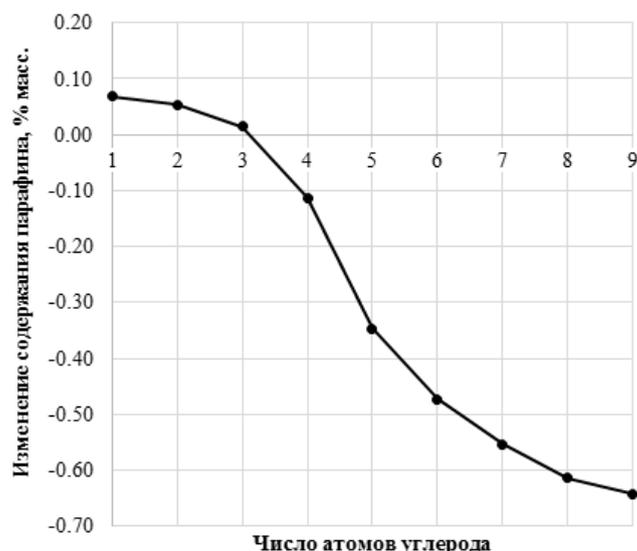


Рис. 9. Влияние алканов метанового ряда на изменение массового содержания парафинов в нефти.

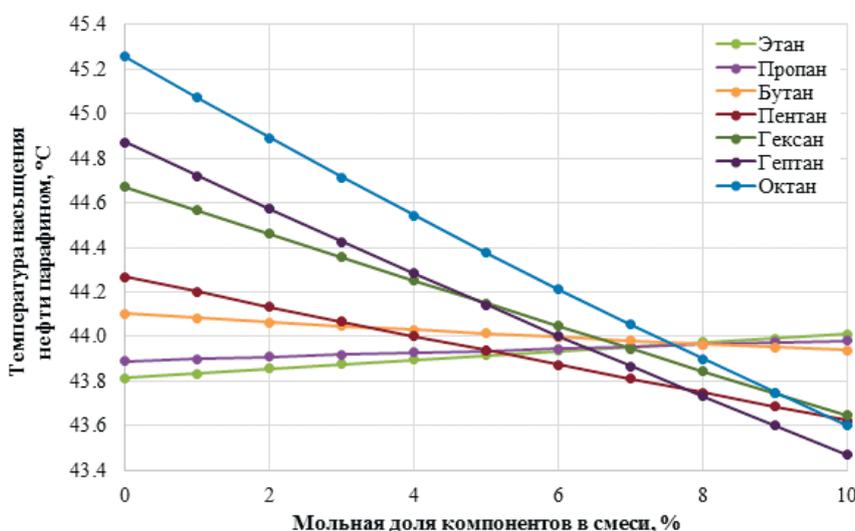


Рис. 10. Зависимость температуры насыщения нефти парафином от содержания компонентов.

В завершении работы приведено сравнение вышеописанных зависимостей для разных залежей месторождения высокопарафинистой нефти. Основные отличительные особенности сравниваемых объектов представлены в таблице 4.

Моделирование позволило установить, что при добыче нефти из залежи  $D_{2st}$  по сравнению с залежью  $D_{2ef}$  образование парафинов происходит значительно позже (рисунок 13). В основном это происходит из-за различия параметров, приведенных в таблице 4.

Меньшее содержание парафина в нефти снижает температуру её насыщения и значительно замедляет процесс их перехода в твердую фазу. Кроме того, преобладающая доля гептана в нефти второй залежи повышает её растворяющую способность по отношению к парафинам.

Приведенный пример наглядно показывает, что все основные зависимости для построенной модели высокопарафинистой нефти можно использовать на реальных объектах.

### Выводы

1. В результате моделирование образования органических отложений парафинового типа в ПК «PIPESIM» с помощью модуля Multiflash Wax установлена высокая сходимость результатов, полученных в данной программной среде, с имеющимися лабораторными данными.

2. Разработанная модель высокопарафинистой нефти позволила построить диаграмму фазового равновесия углеводородной системы для рассматриваемой залежи и с её помощью определить температуру насыщения нефти парафином – 44 °С. Исследована динамика образования парафина, содержание которого к 20 °С достигает 27% масс.

3. Получена убывающая функция изменения молекулярной массы органических отложений при фазовом переходе парафина в кристаллическое состояние. При снижении температуры потока первоочередно кристаллизуются компоненты с наибольшей молекулярной массой, а при дальнейшем охлаждении в отложениях преобладают низкомолекулярные углеводороды.

4. Изучено влияние компонентного состава нефти на условия и интенсивность образования отложений парафина на основе построенной модели. Установлено, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафинов в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, выступают в качестве растворителей, замедляя

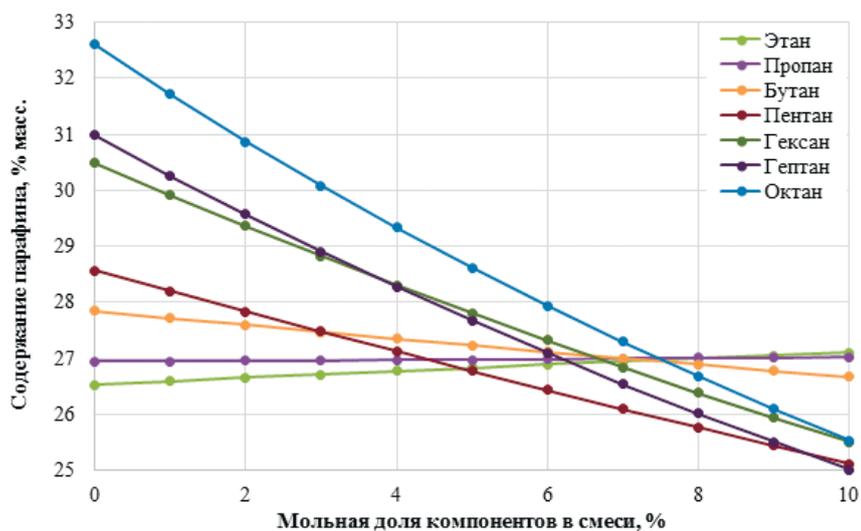


Рис. 11. Зависимость массового содержания парафина от содержания компонентов.

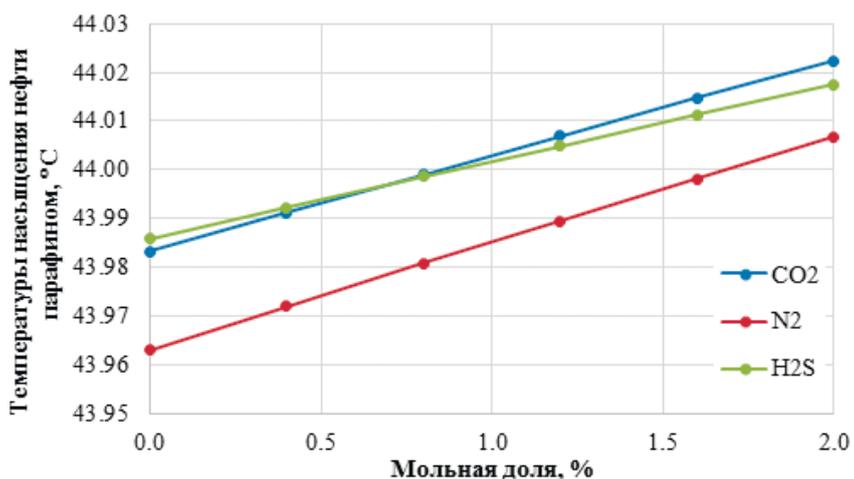


Рис. 12. Влияние неуглеводородных газов на температуру насыщения нефти парафином.

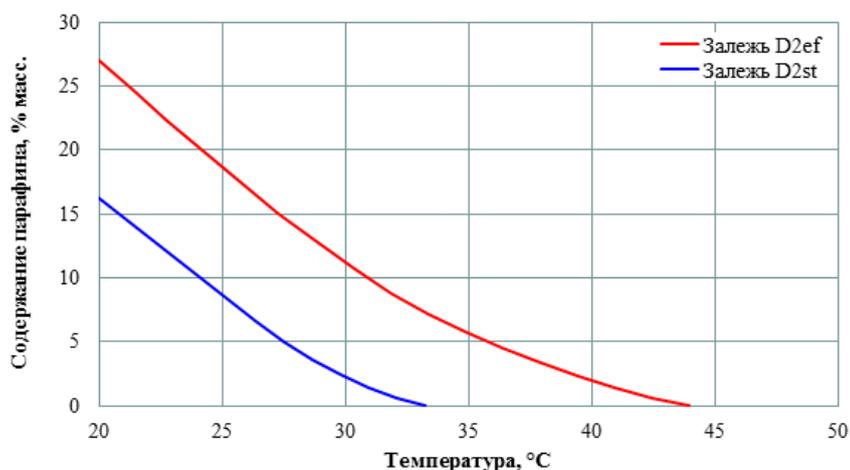


Рис. 13. Сравнение характера парафинообразования для рассматриваемых залежей.

процесс парафинообразования, причем с ростом числа атомов углерода усиливается их влияние на систему. С увеличением содержания в нефти неуглеводородных газов (азота, сероводорода и углекислого газа) наблюдается незначительное повышение температуры насыщения нефти парафином, соизмеримое с влиянием этана.

В завершении работы приведено сравнение вышеописанных зависимостей для разных залежей месторождения высокопарафинистой нефти. Основные отличительные особенности сравниваемых объектов представлены в таблице 4.

Таблица 4. Сопоставление характеристик исследуемых нефтей.

Наименование параметра	Значение	
	Залежь D <sub>2ef</sub>	Залежь D <sub>2st</sub>
Температура насыщения нефти парафином, °С	44,0	33,2
Массовое содержание, % масс.:		
Парафины	27,0	16,1
Компонентный состав нефти, %:		
Метан	24,4	9,8
Этан	8,7	3,2
Пропан	10,3	3,0
Бутан	6,7	2,4
Пентан	4,3	1,8
Гексан	6,6	1,2
Гептан	6,1	59,7
Октан	7,4	1,4
C <sub>9+</sub>	24,3	16,5
Неуглеводородные газы	1,2	1,0

ЛИТЕРАТУРА

1. Аббасов А.А. и др. Влияние температуры, давления и растворенного газа на структурно-механические свойства нефтей // Труды Азинефтехим, вып. XXVI. Баку: Азнефтехим, 1967. – с. 19-24.
2. Андриасов Р.С., Оськин И.А. Кристаллизация парафина из искусственных растворов // Разработка нефтяных месторождений и добыча нефти: Тр. МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1972. – Вып. 99. – с. 77-81.
3. Глущенко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтено-смолопарафиновых отложений. // Нефтепромысловая химия. – М.: Интерконтракт Наука, 2009. – 480 с.
4. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
5. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика, 2008. – 668 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Тонов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ЗАО «Издательский дом «Нефтяное хозяйство», 2010. – 240 с.
7. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2005. – 254 с.
8. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра, 2006. – 296 с.
9. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН. 2016. 323 с.: ил.
10. PIPESIM User Guide, 2017.1, Schlumberger.

REFERENCES

1. Abbasov A.A. i dr. Vliyanie temperatury, davleniya i rastvorennogo gaza na strukturno-mekhanicheskie svoystva neftej // Trudy Azineftekhim, vyp. XXVI. Baku: Azneftekhim, 1967. – p. 19-24.
2. Andriasov R.S., Os'kin I.A. Kristallizatsiya parafina iz iskusstvennyh rastvorov // Razrabotka neftyanyh mestorozhdenij i dobycha nefti: Tr. MINH i GP. – M.: Nedra, 1972. – Vyp. 99. – p. 77-81.
3. Glushchenko V.N., Silin V.N., Gerin YU.G. Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafिनovыh otlozhenij. // Neftepromyslovaya himiya. – M.: Interkontrakt Nauka, 2009. – 480 p.
4. Devlikamov V.V., Habibullin Z.A., Kabirov M.M. Anomal'nye nefti. – M.: Nedra, 1975. – 168 p.
5. Dejk L.P. Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov // Moskva-Izhevsk: Institut komp'yuternыh issledovanij, NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika, 2008. – 668 p.
6. Ibragimov N.G., Tronov V.P., Gus'kova I.A. Teoriya i praktika metodov bor'by s organicheskimi otlozheniyami na pozdnej stadii razrabotki neftyanyh mestorozhdenij. – M.: CJSC «Izdatel'skiy dom «Neftyanoe hozyajstvo», 2010. – 240 p.
7. Kamenshchikov F.A. Teplovaya deparafinizatsiya skvazhin. – M. – Izhevsk: NIC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika». – 2005. – 254 p.
8. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Bor'ba s oslozhnениyami pri dobyche nefti. – M.: Nedra, 2006. – 296 p.
9. Klassifikatsiya zapasov i resursov nefti i goryuchih gazov. Normativno-metodicheskaya dokumentatsiya. – M.: ESOEHN. 2016. 323 p.
10. PIPESIM User Guide, 2017.1, Schlumberger.

# Применение комбинированного способа физико-химических воздействий на образцы керна битуминозных месторождений на юго-западе Нигерии

<sup>1</sup> Нвизуг-Би Лейи Клуверт – аспирант;

<sup>1</sup> О.В. Савенок – доктор техн. наук, профессор;

<sup>1</sup> Е.В. Милейко – кандидат фил. наук, доцент;

<sup>2</sup> Ю.Н. Мойса – кандидат хим. наук; ЗД.Ю. Иванов – геолог  
(<sup>1</sup> Кубанский государственный технологический университет  
<sup>2</sup> ООО «НПО ХИМБУРНЕФТЬ»)

По химическому составу нефтяные битумы являются сложными смесями высокомолекулярных углеводородов и их неметаллических производных азота, кислорода и серы, полностью растворимые в сероуглероде. Для исследования битумов их разделяют на основные группы углеводородов близкие по свойствам [1, 3, 6]: масла, смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды. Вязкость битумов является характеристикой их структурно-механических свойств и зависит от группового состава и температуры. При повышении температуры вязкость снижается, при понижении резко возрастает, а при отрицательных температурах битум становится хрупким [2, 4, 5].

Содержание глины в битуминозных месторождениях Нигерии очень низкое, в среднем около 5%. Физические свойства нигерийских нефтяных битумов следующие: температура размягчения 48 °С, температура выливания 102 °С, температура плавления 58 °С, пластичность 0,1–1,3 мм, проникновение 80–100 мм, содержание углеводородов 7,2–18,2% по весу, смолы 32,12–34,0% по весу и серы 5,00–10,00% по весу. Кроме того, нигерийская тяжелая нефть обладает относительно большим количеством нафтенов, ароматики и асфальтенов, которые подобны обычной нефти. Это значит, что тяжелая нефть Нигерии является альтернативным источником нефти для развития химической промышленности [10, 11].

К трудноизвлекаемым запасам нефти относятся:

- тяжелые (плотность более 0,92 г/см<sup>3</sup>);
- высоковязкие (более 30 мПа·с в нормальных условиях);
- или по условиям залегания;
- проницаемость коллекторов менее 0,05 мкм<sup>2</sup> [2, 8, 13].

Запасы нефти в Нигерии характеризуются сложными геологическими, петрофизическими и гидродинамическими условиями. Нефть в залежах характеризуется вязкостью, смолистостью, высокосернистостью и состоит в основном из парафиновых, нафтеновых и ароматических

углеводородов. Плотность нефти составляет примерно 0,95 г/см<sup>3</sup>, а вязкость 83–85 Па·с. Попутный газ содержит метан (9,5%), этан (31,8%), пропан (14,5%), бутаны (7,5%), пентаны (3%), гексан и высшие гомологи (0,9%), азот (29,8%), углекислоту (2,7%), сероводород (0,3%) [11].

**Верхнемеловые маастрихтские песчаники и стратиграфическая ловушка.** Две скважины «Бенин-1» (1954) и «Оре-1» (1969), пробуренные компанией «Shell и BP», содержат многолепестковые каналообразные песчаники (см. рис. 1).

В скважине «Оре-1» встречается газ в верхней 9,5-метровой лопасти пакета, состоящего из трех лепестков песчаника. В этой зоне протестировано 609,600–1,524,000 кубических метров в день сухого газа из коллектора, пористость которого составляла 23% на глубине 627,8 метра.

Имеются сведения о наличии газов в скважине «Бенин-1», но никакие исследования не проводились. Несмотря на то, что эта скважина характеризуется более мощными песками, чем «Оре-1» и более высоким структурным подъемом на 324,6 метра к северо-западу битуминозных месторождений, она не была испытана. О добыче нефти в скважинах «Бенин-1» и «Оре-1» также не сообщалось, но нефтяные проявления наблюдались в более глубоких морских сланцах и известняках. Глубина скважин «Бенин-Вест-1», «Гбекебо-1» и «Арароми-1» позволяет вскрыть морские сланцы, не содержащие никаких песков в маастрихте. Верхние маастрихтские пески заключены в толстые сланцы и образуют верхнее и нижнее уплотнения в юго-западной зоне месторождения 474. Маастрихтские пески в скважинах «Бенин-1» и «Оре-1» примерно на 121,92–182,88 метра выше известных нефтеносных сланцев и известняка [9, 10].

**Методика исследования.** Исследование керна из битуминозных пород выполнено в соответствии с РД 39-0147001-742-92 «Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, закачивания скважин

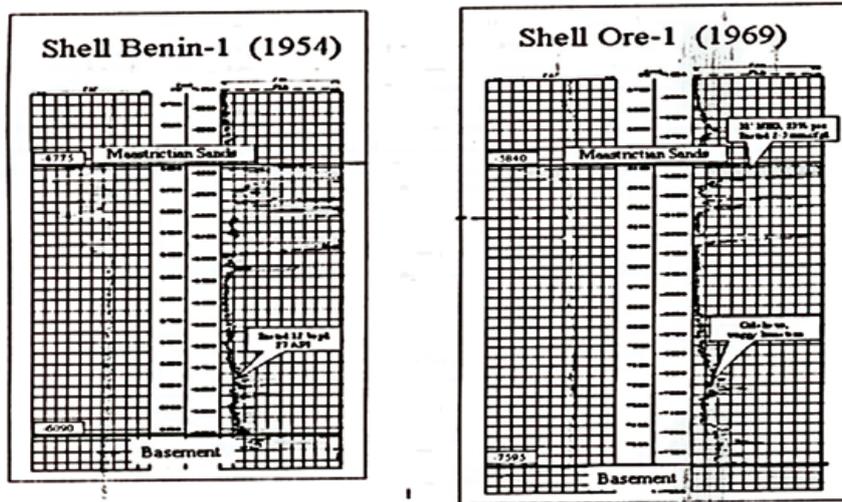


Рис. 1. Потенциальные верхнемеловые (маастрихтские) песчанниковые резервуары, Shell Бенин-1 (1954) и Shell Оре-1 (1969) [9].

и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов» (ВНИИКРнефть) [7]. В качестве жидкости воздействия были применены 0,05% водный раствор гидроксида натрия (NaOH) с добавками, 0,1% водный раствор неолола «АФ<sub>9-12</sub>» сочетанием 0,1% водного раствора гидроксида калия (KOH) с добавками. Исследование было выполнено на установке испытания проницаемости керна (УИПК-1) в интервале температуры от 20 °С до 75 °С и давления от 2 атм. до 7 атм. (см. рис. 2). Пластовая температура ( $T_{пл}$ ) – 25,5 °С, плотность УВ ( $\rho$ ) – 1500 кг/м<sup>3</sup>, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) – 82 атм., глубина отбора керна по вертикали ( $H$ ) – 750 м, пористость пласта ( $m$ ) – 30%, мощность пласта ( $m$ ) 25–30 м.

**Результат и обсуждение.** Результат исследования керна представлен в таблице 1 и таблице 2. Зависимость проницаемости керна от температуры и времени при применении 0,05% водного раствора гидроксида натрия

что между промежутком времени (0–1 часа) и при температуре 20 °С, проницаемость оптимальна в начале часа и медленно уменьшалась в течение одного часа (см. рис. 4). Далее, состав водного раствора гидроксид натрия (NaOH) был изменен на сочетание 0,1% водного раствора гидроксида калия (KOH) и 0,1% неолола (АФ<sub>9-12</sub>). Как видно на рисунке 5, наблюдались некоторые увеличения проницаемости при температурах от 25 °С до 35 °С (см. рис. 5) по сравнению с рис. 3. Рассматриваем время как условный фактор при использовании сочетания водных растворов 0,1% KOH и 0,1% АФ<sub>9-12</sub> (см. рис. 6). Проницаемость увеличилась до 3,5 часов по сравнению с рис. 4. Представлен образец керна до воздействия жидкости (см. рис. 7, а) и после воздействия жидкости (см. 7, б).

**Заключение.** В результате исследования комбинированного способа физико-химического воздействия на образцы битуминозного керна в термобарических условиях был получен коэффициент извлечения нефти в пределах 15–20%. Это результат экономически значим для разработки и освоения битуминозных месторождений Нигерии. С помощью комбинированного способа физико-химических воздействий возможно создание технологии с ориентацией на универсальность, надежность контроля и регулирования, экологичность, безопасность и высокую экономичность.

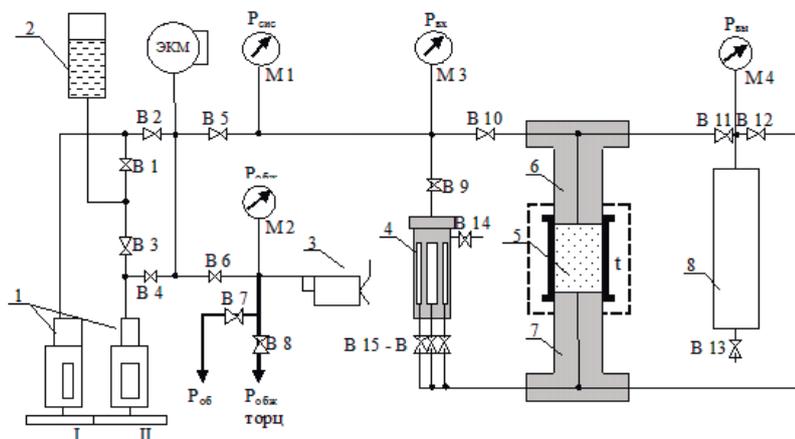


Рис. 2. Испытания проницаемости керна (УИПК-1). 1 – нагнетательные прессы; 2 – бачок с маслом; 3 – дожимной пресс; 4 – трёхкамерная ёмкость; 5 – керн; 6, 7 – верхний и нижний плунжеры кернавого зажима; 8 – компенсаторная емкость; В1-В17 – вентили; ЭКМ – электроконтактный манометр; М1-М4 – манометры.

**Таблица 1.** Результат определения коэффициента проницаемости керна при применении 0,05% NaOH в термобарических условиях.

Перепад давления, $\Delta P$ , атм	Температура (t), °С	Проницаемость, мД	Время, ч
2	20	20	0
2,5	25	0,39	1
2	27	0,049	2
2	50	0,137	3
2	50	0,0225	4
2	75	0	4,5

**Таблица 2.** Результат определения коэффициента проницаемости керна при применении 0,1% KOH + 0,1% АФ<sub>9-12</sub> в термобарических условиях.

Перепад давления, $\Delta P$ , атм	Температура (t), °С	Проницаемость, мД	Время, ч
2	25	138	0
2	25	44,5	1
2	25	15,1	2
2	25	6,00	3
2	50	0,93	4
2	75	0,025	4,5

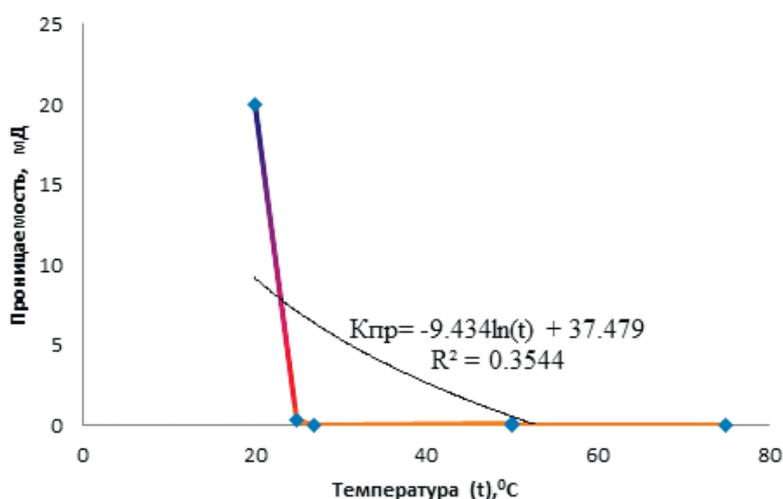


Рис. 3. Зависимость проницаемости керна от температуры при перепаде давления для 0,05% NaOH.

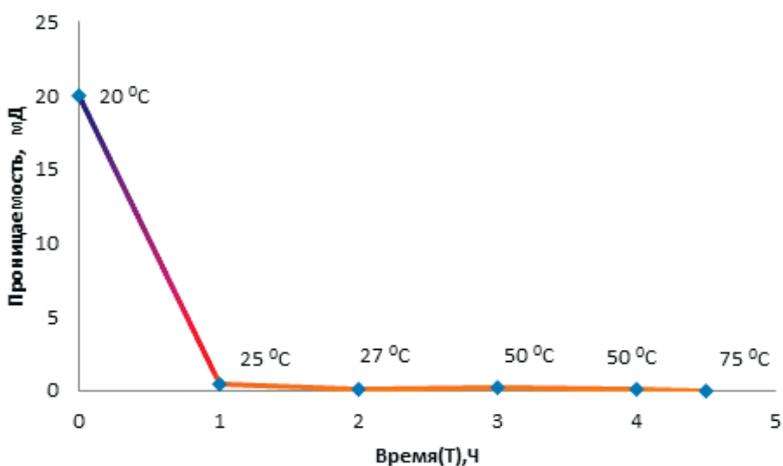


Рис. 4. Графическое показание проницаемости керна от времени при перепаде давления для 0,05% NaOH.

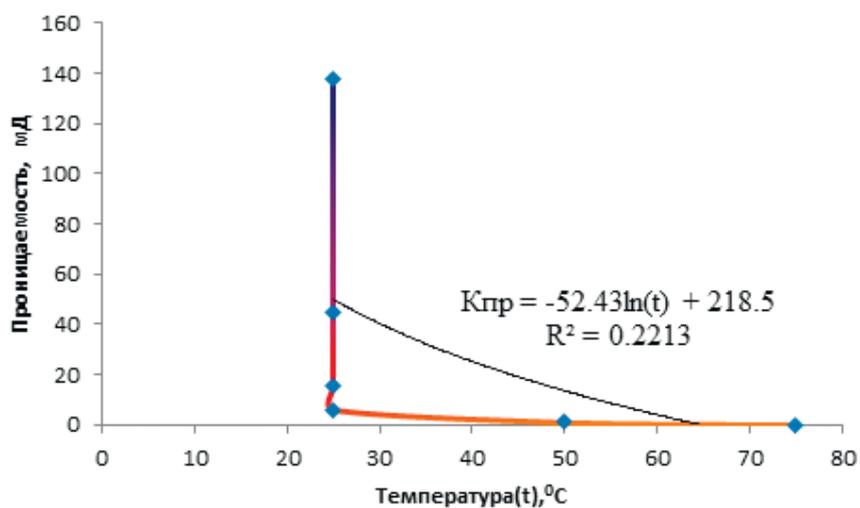


Рис. 5. Зависимость проницаемости керна от температуры при применении 0,1% KOH + 0,1% AF<sub>9-12</sub>.

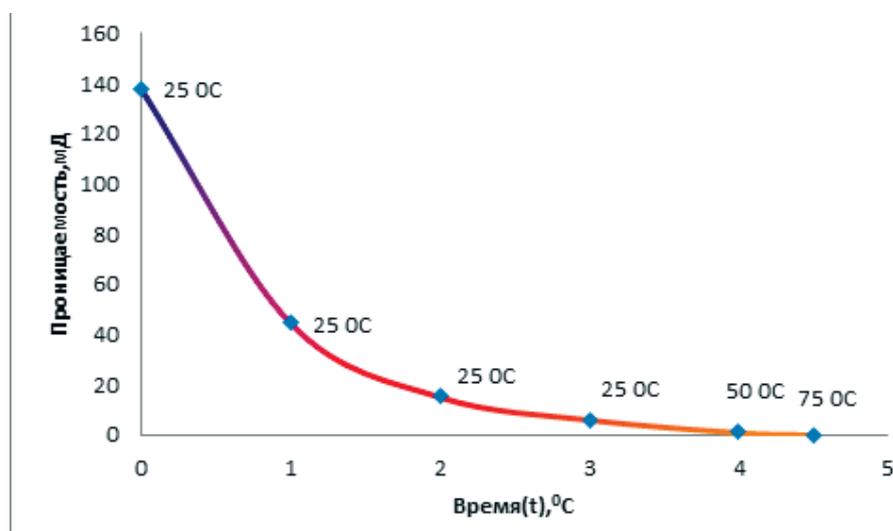


Рис. 6. Зависимость проницаемости керна от времени при применении 0,1% KOH + 0,1% AF<sub>9-12</sub>.



а)



б)

Рис. 7. Образец керна до воздействия жидкости (а) и после воздействия жидкости (б).

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдулхаиров Р.М., Ахнунов Р.М., Горшенина Е.А., Зыкова С.Ю., Янгуразова З.А. Совершенствование системы разработки месторождений природного битума //: материалы Международной научно-практической конференции – Казань: 2007. – с. 227–234.
2. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: свойства и применение. – изд. 2-е – Ленинград: Химия, 1981. – 303 с.
3. Антониади Д.Г. Научные основы разработки месторождений термическими методами – М.: Недра, 1995. – 313 с.
4. Антониади Д.Г., Валуцкий А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1999. - №1. – с. 16–23.
5. Ахунов Р.М., Абдулхаиров Р.М., Гареев Р.З., Каримов Р.Р., Янгуразова З.А., Шестернев В.В. Способ повышения эффективной добычи природных битумов. // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. - №8. – с. 132-134.
6. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых и природных битумов. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.
7. Методика комплексной оценки качества вскрытия продуктивных пластов, заканчивания скважин и выбора рабочих жидкостей для повышения качества вскрытия пластов // РД 39-0147001-742-92. - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992. – 82 с.
8. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М Опыт применения тепловых методов разработки нефтяных месторождений Татарстана. - Казань: Новое знание, 2000. – 225 с.
9. Нвизуг-Би Л. К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерии // Наука, техника и образование. – Иваново: ООО «Олимп», 2015. – №11(17). – с. 18-21.
10. Нвизуг-Би Л. К., Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов, важные ресурсы на территории Федеративной Республики Нигерии. // Материалы XXI Международной научно-практической конференции «Современное состояние естественных и технических наук». – М.: Декабрь 2015. – с. 41-46.
11. Нвизуг-Би Л.К. Оценка технологических решений для разработки и освоения месторождения тяжелой и битуминозной нефти в Нигерии // Политематический сетевой электронный научный журнал. Кубань: Кубанский государственный аграрный университет, - 2016. - №120(06). – с. 629-650.
12. Рузин Л.М., Чупров И.Ф., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 476 с.
13. Яковенко В.И., Мойса Н.Ю., Овсянников П.П., Легута М.П. Априорная оценка качества вскрытия пласта по данным экспериментальных исследований на натуральных кернах. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2010. - №2. – с. 50-51.

REFERENCES

1. Abdulhairov R.M., Ahnunov R.M., Gorshenina E.A., Zykova S.YU., YAngurazova Z.A. Sovershenstvovanie sistemy razrabotki mestorozhdenij prirodno bituma //: materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii – Kazan': 2007. – p. 227–234.
2. Abramzon A.A. Poverhnostno-aktivnye veshchestva: svojstva i primenenie. – izd. 2-e – Leningrad: Himiya, 1981. – 303 p.
3. Antoniadi D.G. Nauchnye osnovy razrabotki mestorozhdenij termicheskimi metodami – M.: Nedra, 1995. – 313 p.
4. Antoniadi D.G., Valujskij A.A., Garushev A.R. Sostoyanie dobychi nefiti metodami povysheniya nefteizvlecheniya v obshchem ob"eme mirovoj dobychi. // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 1999. - №1. – p. 16–23.
5. Ahunov R.M., Abdulhairov R.M., Gareev R.Z., Karimov R.R., YAngurazova Z.A., SHesternev V.V. Spozob povysheniya ehffektivnoj dobychi prirodnyh bitumov. // Neftyanoe hozyajstvo. M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2007. - №8. – p. 132-134.
6. Lipaev A.A. Razrabotka mestorozhdenij tyazhelyh i prirodnyh bitumov. - Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2013. – 484 p.
7. Metodika kompleksnoj ocenki kachestva vskrytiya produktivnyh plastov, zakanchivaniya skvazhin i vybora rabochih zhidkostej dlya povysheniya kachestva vskrytiya plastov // RD 39-0147001-742-92. - Krasnodar: VNIKRneft', 1992. – 82 p.
8. Muslimov R.H., Musin M.M., Musin K.M Opyt primeneniya teplovyh metodov razrabotki neftyanyh mestorozhdenij Tatarstana. - Kazan': Novoe znanie, 2000. – 225 p.
9. Nvizug-Bi L. K., Savenok O.V., Mojsa YU.N. Klassifikaciya trudnoizvlekaemyh zapasov na territorii Federativnoj Respubliki Nigerii // Nauka, tekhnika i obrazovanie. – Ivanovo: LLC «Olimp», 2015. – №11(17). – p. 18-21.
10. Nvizug-Bi L. K., Savenok O.V. Trudnoizvlekaemye zapasy uglevodorodov, vazhnye resursy na territorii Federativnoj Respubliki Nigerii. // Materialy HKHI Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Sovremennoe sostoyanie estestvennyh i tekhnicheskikh nauk». – M.: Dekabr' 2015. – p. 41-46.
11. Nvizug-Bi L.K. Ocenka tekhnologicheskikh reshenij dlya razrabotki i osvoeniya mestorozhdeniya tyazheloj i bituminoznoj nefiti v Nigerii // Politematicheskij setevoy ehlektronnyj nauchnyj zhurnal. Kuban': Kubanskij gosudarstvennyj agrarnyj universitet, - 2016. - №120(06). – p. 629-650.
12. Ruzin L.M., CHuprov I.F., Morozyuk O.A., Durkin S.M. Tekhnologicheskie principy razrabotki zalezhej anomal'no vyazkih neftej i bitumov – Izhevsk: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2015. – 476 p.
13. YAkovenko V.I., Mojsa N.YU., Ovsyannikov P.P., Leguta M.P. Apriornaya ocenka kachestva vskrytiya plasta po dannym ehksperimental'nyh issledovaniy na naturnyh kernah. // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG» – 2010. - №2. – p. 50-51.

УДК 553.98 (985)

# Использование геофизических судов новых типов на арктическом шельфе России

И.О. Сочнева – кандидат технических наук  
(Международный институт энергетической политики и дипломатии  
Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации»)

Основными препятствиями для регистрации сейсмических данных в арктических условиях являются экстремальность климата и высокие требования к охране окружающей среды [1].

Экстремальные условия производства работ, такие как ограниченная продолжительность светового дня, чрезвычайно низкие температуры воздуха и непредсказуемая динамика изменения характеристик ледового покрова, сокращают полевой сезон для проведения сейсморазведочных работ с применением стандартных технологий, повышают риск повреждения погружного оборудования, а также приводят к появлению нежелательных помех в сейсмических данных. Более того, удаленность района от действующей инфраструктуры способствует возникновению дополнительных рисков в области охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды, а также сопутствующих рисков в области логистики [2].

Необходимость учитывать традиции и обычаи местного населения, которое во многом зависит от морского промысла, еще больше ограничивает производство сейсморазведочных работ, как по продолжительности полевого сезона, так по типу используемого оборудования.

Все эти ограничения в совокупности с экологическими, социальными и политическими аспектами проведения работ на территории этого «последнего неосвоенного рубежа» стали основной причиной слабой изученности арктического региона сейсмикой и низкого качества имеющихся сейсмических данных.

Сбор сейсмических данных в различных регионах Арктики ведется уже по меньшей мере пятьдесят лет [3, 4].

На раннем этапе морские работы включали в себя сбор двухмерных сейсмических данных с использованием оборудования аналогичного тому, которое применяется на суше.

До 2009 года двухмерные данные с буксируемых морских кос обычно собирались во время летнего сезона, когда суда и оборудование могли работать в зонах, где отсутствует лед, или в некоторых случаях – в открытых полынях плавучего льда.

Начиная с 2009 года, с появлением новых технологий, стал возможен сбор двухмерных данных в дрейфующем льду, причем в 90% случаях это был однолетний или двухлетний лед с некоторым включением многолетнего.

В настоящий момент 3D-съемки осуществляются в арктических районах в период открытой воды, а также предпринимаются попытки разработать технологии для их проведения в однолетнем льду.

В зависимости от стадии освоения месторождения система сбора сейсмических данных может изменяться, в том числе исходя из требований по охране окружающей среды.

Для сейсмических исследований в Арктике существуют два традиционных операционных окна. Первое – исследования со льда в марте и апреле, когда погода обычно холодная и ясная, второе – в августе и сентябре, в период максимального таяния льда. Для работоспособности оборудования важно также учитывать температуру воздуха. В районе 82° с.ш. средняя температура июля составляет +3,3 °С, в феврале – -33,4 °С. Средняя температура выше температуры замерзания воды имеет место только в июне, июле и августе.

Полярная ночь, когда Солнце не поднимается над горизонтом в период с конца октября по конец февраля, также накладывает ограничения на временное окно для проведения работ. Дневного света становится достаточно для проведения исследований со льда только со второй декады марта.

При этом существует сильная корреляция между продолжительностью дня, температурой воздуха и количеством осадков.

Например, число снегопадов в мае вдвое больше, чем в марте. Повышение температуры воздуха в мае приводит к возникновению ледяного тумана, что сильно ограничивает возможность использования авиатранспорта при проведении работ. Эта ситуация практически сохраняется все лето, что обуславливает максимальную эффективную продолжительность сейсмических исследований со льда периодом с начала марта до начала мая.

Существует второе погодное окно для сейсмических исследований – с августа по сентябрь, когда работы могут выполняться с судов на чистой воде. При этом пик таяния льдов приходится на конец августа – начало сентября.

При этом на 72° с.ш. Солнце садится в первый раз 13 августа, 25 сентября продолжительность светового дня составляет 12 часов, снижаясь до 9 часов к 10 октября.

В более высоких широтах темп снижения продолжительности светового дня выше. На 82° с.ш. на 25 сентября световой день составляет 12 часов, но к 10 октября он уже только 5,7 часов.

Сокращение светового дня важно с точки зрения повышения рисков связанных с надежностью использования сейсмического оборудования. По мере сокращения светового дня и понижения температуры воздуха ниже нуля находящееся на палубе судна оборудование может замерзнуть, что усложняет спуск его в воду и его эксплуатацию. Также усложняется маневрирование судов.

Таким образом, эффективность работы уменьшается пропорционально уменьшению дневного света и температуры и наиболее приемлемым для работы геофизических судов становится интервал август-сентябрь.

Обычно при традиционных сейсмических работах в Арктике используются суда и оборудование, которые не предназначены для работы в условиях ледяного покрова и которые могут быть серьезно повреждены при контакте со льдом. Однако при тщательном планировании использование традиционных геофизических судов и оборудования не исключается, но их рабочее время строго ограничено условиями наличия открытой воды и риском задержек или отмены работ из-за колебаний ледяного покрова, которые могут значительно сократить возможность сбора необходимой информации в каждом конкретном случае. Даже при тщательном выборе морских судов подходящего ледового класса, остается вероятность повреждения оборудования для регистрации данных а, в случае возникновения шумов разрушения льда, в данных могут появиться нежелательные искажения. Важно отметить, что задержки в сборе сейсмических данных могут значительно повлиять на общее время реализации любого проекта.

Также при сейсмических исследованиях в Арктике следует учитывать:

- более высокую стоимость работ во льдах в связи с использованием судов ледового класса и специального оборудования, а также в связи с ограничением времени для сбора данных (в годы с экстремально суровыми ледовыми условиями работы могут оказаться вообще не выполнимыми),
- потенциальную угрозу безопасности экипажа судна в Арктике;
- возможное влияние на график работ более сложных процессов получения разрешений.

В настоящий момент сейсмические исследования в Арктике ведутся в двух основных направлениях:

- морские региональные геолого-геофизические исследования в районах Арктики, имеющих стратегическое значение для геополитических и экономических интересов различных стран;
- морские поисково-разведочные работы на нефть и газ на лицензионных участках недропользователей на арктическом шельфе, имеющих неблагоприятную ледовую обстановку.

В первом случае исследования проводятся в основном органами управления и научным сообществом и охватывают центральную часть Северного Ледовитого океана и предполагают «активную ледовую стратегию», т.е. разрушение льда при проведении исследований.

Во втором – речь пока идет об использовании традиционных технологий и методов изучения перспективных на нефть и газ участков до кромки арктических льдов в период открытой воды. Здесь, как правило, используется «пассивная ледовая стратегия», т.е. избегание льда при проведении исследований.

Тем не менее, можно констатировать, что современные исследования в Арктике проводятся при отсутствии льда, при его наличии и подо льдом.

Погодное окно для геофизических исследований может быть расширено путем использования судов ледового класса.

Ледовый класс позволяет прибыть геофизическому судно в район работ заблаговременно и покинуть его только после начала интенсивного ледообразования.

В российской Арктике используется два современных научно-исследовательских судна геофизической разведки – «Вячеслав Тихонов» (буксировка до 8 сейсмокос) и «Иван Губкин» (буксировка до 14 сейсмокос), принадлежащие компании Polarcus и находящиеся под управлением ПАО «Совкомфлот» (рис. 1). Морская геофизическая разведка – развивающееся направление деятельности ПАО «Совкомфлот». В 2016 г. ПАО «Совкомфлот» в сотрудничестве с ключевыми отечественными недропользователями успешно отработала около 7,3 тыс. км<sup>2</sup> 3-D съемок на арктическом шельфе.

Судно «Вячеслав Тихонов» стало первым судном подобного класса в составе российского флота. Оно построено в 2011 году по проекту Ulstein SX-133 (корпус ULSTEIN X-BOW®) норвежской компании Ulstein и предназначено для проведения геологоразведочных работ на континентальном шельфе, прежде всего, в сложных климатических условиях арктических и субарктических морей.

Корпус ледового класса ICE-1A позволяет судну работать в районах недоступных для судов традиционной конструкции.

Судно сочетает в себе новейшие разработки в области морской сейсморазведки, являясь при этом одним из самых экологически безопасных сейсмических судов на дизель-электрической тяге, оборудовано системой динамического позиционирования DP2, имеет двойной корпус и специальную систему очистки балластной воды (рис. 2) [1].

Судно оснащено спаренными пневмоисточниками Bolt. Количество буксируемых кос 8 шт. Длина косы 6 км. Боковой интервал буксировки кос 25-200 м. Площадь покрытия приемной системой при буксировке составляет 8 км, что эквивалентно площади 1000 футбольных полей.

Построенный в 2012 году «Иван Губкин» является крупнейшим в мире сейсмическим судном ледового класса. Судно построено по проекту ULSTEIN SX 134 и имеет корпус ULSTEIN X-BOW®.

Судно также относится к числу наиболее экологически безопасных в мире.

Ледовый класс судна позволяет ему работать в полярных и арктических районах круглогодично или сезонно в однолетних льдах толщиной 0,7-1,2 м с включением многолетних льдов толщиной до 2,8 м.

Двойной корпус исключает контакт с окружающей средой судового топлива и масла даже в случае аварии.

При работе применяются экологически безопасные смазочные материалы и гидравлические жидкости.

Система очистки балластных вод позволяет удалять из них инвазивные виды, что исключает транспортировку объектов морской флоры и фауны в другие районы из традиционных мест обитания.

Сброс неочищенных сточных вод исключен.

Для минимизации выбросов SO<sub>x</sub>, сажи и NO<sub>x</sub> при работе силовой установки используется топочный мазут с низким содержанием серы.

На борту имеется система получения информации о ледовой обстановке и соответствующие руководства для



Рис. 1. Судно геофизической разведки «Вячеслав Тихонов» [5].

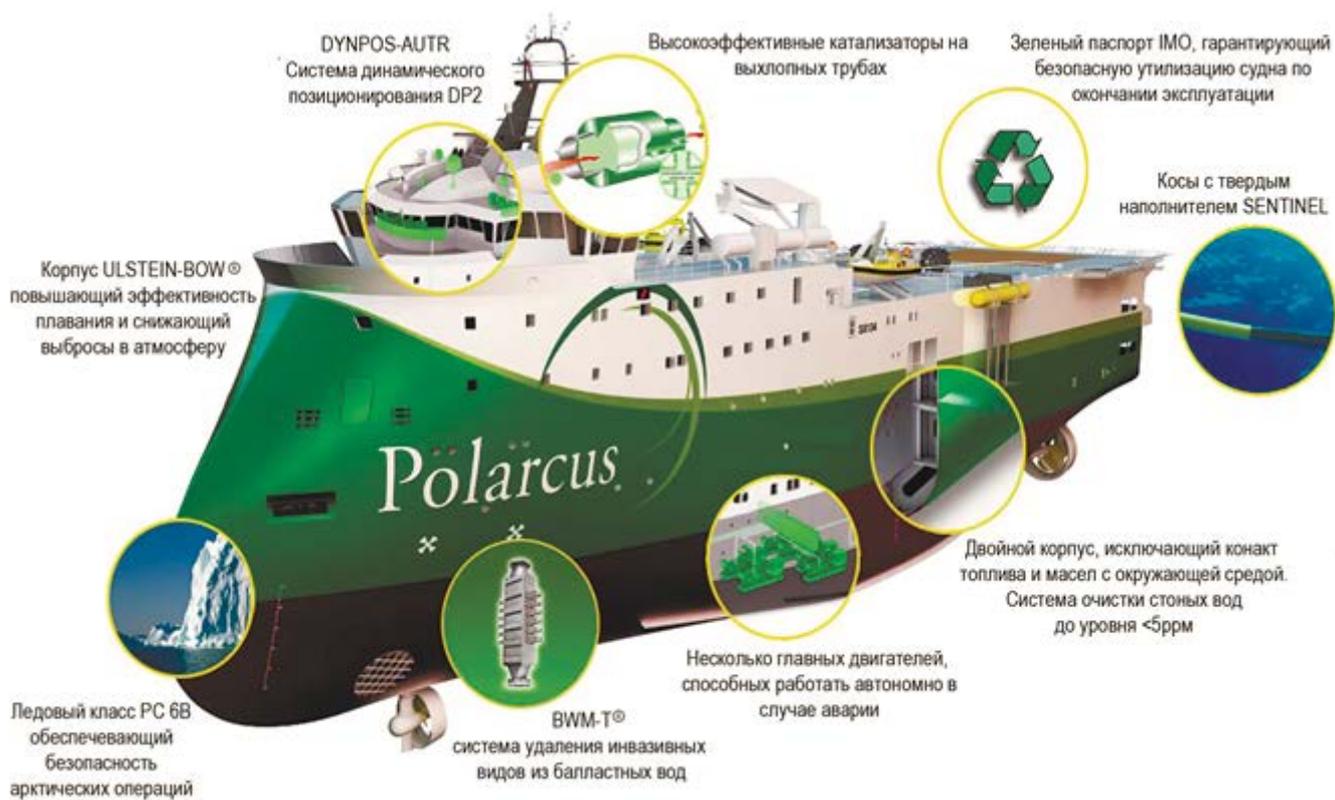


Рис. 2. Расположение основного оборудования на судах Polarcus.

работы в полярных и арктических водах. Экипаж проходит специальное обучение работе в Арктике.

Судно винтеризировано. На нем имеются антиобледенительные системы и системы удаления льда. При этом судно способно сохранять стабильность и работоспособность даже в условиях оледенения.

Эвакуационные пути и пункты покидания защищены от образования льда и попадания снега.

Противопожарное и спасательное оборудование функционируют при низких температурах, как и система швартовки.

Экипаж обеспечен специальной одеждой для обеспечивающей надежную тепловую защиту в арктических условиях.

Члены экипажа в арктических условиях могут быть эвакуированы с использованием вертолетов.

Таким образом, конструктивные особенности новых типов геофизических судов позволяют значительно повысить эффективность и безопасность их использования при проведении работ в сложных ледовых условиях арктического шельфа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Сочнева И.О., Сочнев О.Я. Разведка углеводородов в арктических водах. Поиск технических решений для России. – М.: ООО «Тaus», 2016. – 264 с.
2. Сочнева И.О. Современные технологии освоения морских нефтегазовых месторождений. – М.: ООО «Газойл пресс», 2015. – 336 с.
3. Сочнева И.О. Ресурсы Арктики возможности их разработки // Арктика: экология и экономика, №4 (20), 2015. [http://arctica-ac.ru/docs/4\(20\)/070\\_077\\_ARKTICA\\_4\\_2015.pdf](http://arctica-ac.ru/docs/4(20)/070_077_ARKTICA_4_2015.pdf).
4. Сочнева И.О. Разведка и добыча углеводородов в арктических морях России: Основные направления развития техники и технологий // Газовая промышленность. – М.: ПАО «Газпром», 2016. - №1 (733).
5. Фото. Судно геофизической разведки «Вячеслав Тихонов». <http://barentsobserver.com/ru/russia-general/u-rossii-poyavilos-vysokotekhnologichnoe-sudno-geofizicheskoy-razvedki>.

#### REFERENCES

1. Sochneva I.O., Sochnev O.YA. Razvedka uglevodorodov v arkticheskikh vodah. Poisk tekhnicheskikh reshenij dlya Rossii. – M.: LLC «Taus», 2016. – 264 p.
2. Sochneva I.O. Sovremennye tekhnologii osvoeniya morskikh neftegazovyh mestorozhdenij. – M.: LLC «Gazojl press», 2015. – 336 p.
3. Sochneva I.O. Resursy Arktiki vozmozhnosti ih razrabotki // Arktika: ehkologiya i ehkonomika, №4 (20), 2015. [http://arctica-ac.ru/docs/4\(20\)/070\\_077\\_ARKTICA\\_4\\_2015.pdf](http://arctica-ac.ru/docs/4(20)/070_077_ARKTICA_4_2015.pdf).
4. Sochneva I.O. Razvedka i dobycha uglevodorodov v arkticheskikh moryah Rossii: Osnovnye napravleniya razvitiya tekhniki i tekhnologij // Gazovaya promyshlennost'. – M.: PJSC «Gazprom», 2016. - №1 (733).
5. Foto. Sudno geofizicheskoy razvedki «Vyacheslav Tihonov». <http://barentsobserver.com/ru/russia-general/u-rossii-poyavilos-vysokotekhnologichnoe-sudno-geofizicheskoy-razvedki>.

УДК 523-52

## Новая версия рождения комет

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

Попытки осмыслить рождение комет привели автора к идее киевского астронома С.К. Всехсвятского. Его вулканическая гипотеза, интерпретированная по-иному, дает более реалистичную версию – откуда берутся кометы вообще?

В начале 19-го века Лагранж представил определенные свидетельства того, что кометы никогда не бороздили межзвездное пространство. Их истинное место рождения – большие планеты с обилием вулканов. С.К. Всехсвятский, известный исследователь комет на этот счёт очень энергично отбрасывал неопределённое слово «наверное» и высказывался в пользу категорического «да!». Однако

модель С.К. Всехсвятского страдает многими пороками, а практика наблюдений никаких проявлений вулканизма на планетах-гигантах (Юпитер, Сатурн, Уран, Нептун) не зарегистрировала.

Рассуждения автора о «подзарядке» периодических комет в поясе Оорта надо признать несостоятельными (слишком разреженная там среда и неясен механизм аккумуляции комы на ядро кометы). Остается искать другие причины появления кометных образований.

Эти грязные снежки с ядром, состоящим из пемзы, и имеющие загадочное происхождение, приносят к нам воду и вызывают периодические оледенения Земли (по

мнению автора). Современные данные, полученные с помощью запусков космических аппаратов в ближний Космос, принесли вполне достоверную информацию, которая побудила автора к обоснованию новой редакции вулканогенной версии рождения комет. Суть новой гипотезы заключается в следующем.

Кометы производят не планеты-гиганты в Солнечной системе, а большие спутники этих планет, находящиеся под постоянным колебательным воздействием тяготения материнской планеты из-за эллиптической формы их орбит и обращения их одной стороной к центральной планете. Таковы спутники Юпитера: Европа, Ио, Ганимед, Каллисто; Сатурна: Титан, Рея, Калипсо, Япет, Энцелад.

Будем полагать, что не все вулканические выбросы на таких спутниках получают 2-ю космическую скорость и отделяются, уходя в мировое пространство, а лишь некоторые из них. Другое ограничение состоит в том, что, если выброс вулкана, например, Европы или Энцелада происходит в сторону материнской планеты, то он, попадая в зону Роша, дробится и входит в состав колец. Те же выбросы твёрдого материала из вулканов, которым удалось миновать зону Роша, удаляются в свободный полет по своей орбите вокруг Солнца.

Воду и газы твердые (пемзообразные) ядра комет (т.е. свою кому) захватывают с собой (см. предполагаемый разрез спутников - рис. 1, 2 из интернета).

Таким образом, мы наблюдаем не одну и ту же комету, периодически возвращающуюся в пространство планет ближнего круга, а новые порции вулканических выбросов. Регулярность подобных выбросов и их направление в обход зоны Роша центральной планеты вполне допустимы. В частности об этом косвенно могут говорить задержка прилета кометы Галлея 13 марта 1759 года вместо 1758 года (по расчетам самого Э. Галлея) или изменение орбиты кометой Энке.

«Выстрелы» вулканов на больших спутниках планет – газовых гигантов (Юпитер, Сатурн, Уран, Нептун) собственно и породили кометный пояс в Солнечной системе и знаменитые кольца вокруг материнских планет. Первый можно считать собранием комет, вырвавшихся за

пределы тяготения материнских планет по незамкнутым траекториям (параболическим и гиперболическим). Теперь они составляют хранилище кометных ядер в поясе Эпика-Оорта на задворках Солнечной ассоциации планет. Вторые попали в зону Роша планет-гигантов и образовали кольца, ныне обнаруженные также у Урана и Нептуна.

Те кометы, которые расплыли свои комы от нагрева Солнцем (высохшие ядра комет) превратились в астероиды, такие как Гидальго и Хирон, а также остатки комет группы Аполлона и Амура. Вероятно, что спутники Марса Фобос и Деймос, являются благоприобретенными бывшими ядрами комет, судя по их виду (фото 1 а, б).

В 1987 году вышел каталог 128-ми короткопериодических комет (коллектив авторов: Н.А. Беляев, А.Н. Пушкарев от СССР и Л. Кресак, Э. Питтих от ЧССР). Маловероятной кажется возможность «подзарядки» ядер этих комет в предельно разреженной среде Космоса.

Нас порой удивляет поразительная ритмика оживления действующих вулканов на Земле. На спутниках Юпитера и Сатурна она вполне закономерна, подобно полуденным выстрелам петропавловской пушки в Санкт-Петербурге.

В отличие от Земли и других планет, где их тяготение не допускает выбросов вещества в космическое пространство, спутники, о которых идет речь, даже небольшие, как Энцелад, не способны удержать сильные вулканические выбросы около себя. Тем более, что эти выбросы осуществляются смещениями их ядра, что, например, в паре Земля-Луна невозможно из-за почти круговой орбиты вращения Луны вокруг Земли. Тем не менее, землетрясения и лунотрясения имеют место быть. Вулканизм на Марсе и Венере имеет другое происхождение.

Механизм вулканических извержений на спутниках, установленный на Ио, Энцеладе, явно связан со смещением их ядер при движении по вытянутым орбитам, что приводит к сильному разогреву недр. Выбросы из недр идут с определенной периодичностью и содержат огромное количество воды и газов (см. фото 2, 3), которые, попадая в космический холод, налипают в виде

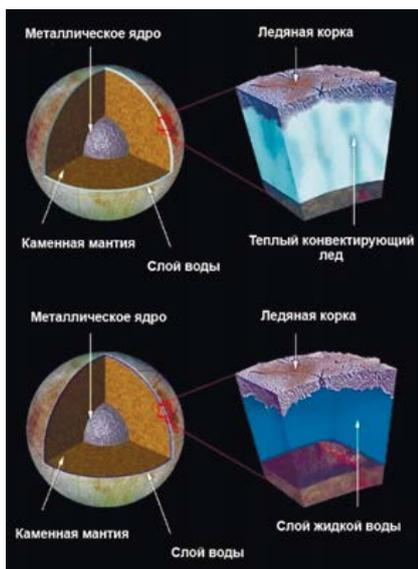


Рис. 1. Предполагаемое строение спутников Юпитера.



Рис. 2. Предполагаемое строение Ганимеда.



а)



б)

Фото 1. Спутники Марса Фобос (а) и Деймос (б).



Фото 2. Извержение в патерах Тваштара (снимок сделан космическим аппаратом «Новые горизонты» в 2007 году) [<https://www.wikizero.com/ru/%D0%A4%D0%B0%D0%B9%D0%BB:Tvashtarvideo.gif>].

снега и льдов на твердое ядро и таким образом формируют кому. Она же собирает вокруг себя газовое окружение, сопровождающее выброс твердого материала из недр.

Из-за близости к Юпитеру на спутник Ио действуют огромные гравитационные силы, что вызывает приливные волны, создающие огромное трение внутри спутника, поэтому происходит разогрев, как недр Ио, так и его поверхности. Гравитационные силы планеты постоянно вытягивают и деформируют спутник. Некоторые части спутника Ио нагреты до трёхсот градусов по Цельсию; также на Ио обнаружено двенадцать вулканов, извергающих магму на высоту до трёхсот километров (фото 3).

Верный признак вулканического происхождения твердого ядра комет - пористая пемза, забитая внутри ледяными газами. Последние образуются в пористом теле вследствие резкого перепада температур при выбросе из вулкана. Газы, вырывающиеся из ядра кометы, состоят на 80% из водяного пара, на 10% из монооксида углерода, на 3% из диоксида углерода и на 2% из метана. Приведенные данные очень близки к составу вулканических газов Земли.

Так в районе вулканов Ио температура достигает 1700 °С, а там, где их нет она равна 190 °С ниже нуля. В феврале 2001 года на Ио произошло одно из крупных извержений вулкана, редко наблюдаемое в нашей планетной системе. Площадь, охваченная им, составила 1900 квадратных километров. Под корой Ио простирается мощный слой частично расплавленной магмы, который начинается уже на глубине 30 километров. К такому выводу пришли в 2011 году исследователи, проанализировав сведения, собранные почти десять лет назад зондом «Галилео».

Так комета Когоутека (1973 г.) имела внешнюю оболочку, состоящую из нейтрального водорода, превышающую по размерам диаметр Солнца (1400000 км). Диаметр оболочки сверхгигантской кометы Холмса (1882 г.) был равен 1,5 миллиона километров, а длина её хвоста достигала 300 миллионов километров. Ядро кометы Галлея

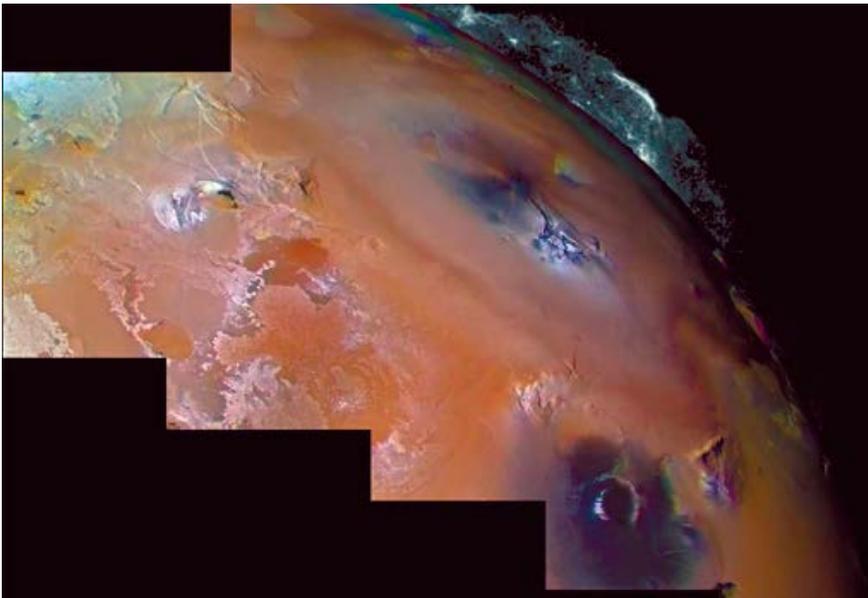


Фото 3. Извержение вулкана Пеле на Ио, снятое космическим аппаратом «Вояджер-2» [<http://www.astronet.ru/db/msg/1162764>].

имеет вес примерно 10 млрд. тонн. Сближаясь с Солнцем (через каждые 75 лет) комета теряет 370 млн. тонн общей массы.

Комета Шумейкеров-Леви 9 стала широко известной тем, что в июле 1994 года она врезалась в планету Юпитер. Когда её впервые зафиксировали на фотографиях 25 марта 1993 года, она находилась на орбите вокруг Юпитера с двухлетним периодом обращения и представляла собой цепочку, состоящую примерно из 20 отдельных фрагментов. Математические модели показали, что эта комета вращалась вокруг Юпитера в течение нескольких десятилетий. Но затем под влиянием приливных сил при близком подходе в июле 1992 г. она разделилась на части. Один за другим эти части столкнулись с Юпитером (см. фото 4).

Комета Биела известна тем, что перед полным исчезновением разделилась на две части. Она была обнаружена в 1772 году, вернулась 27 февраля 1826 года. Было установлено, что её период обращения равен 6,6 года. Когда же комета появилась в 1846 году, она уже была разделена на две части. А ещё через 6,6 года две половины находились на расстоянии между собой

дает возможность ядру кометы нарастить свой ледяной кокон, т.к. кольца больших планет состоят в основном из частиц льда. Например, при тщательном исследовании кольца С у Сатурна было установлено, что размеры льдин в нем колеблются от 10 сантиметров до 10 метров. При этом на один кусок льда размером 10 метров приходится примерно 1000 кусочков в поперечнике около 1 метра и примерно миллион мельчайших ледяных пылинок. Суммарная масса ледяных колец Сатурна сравнима с весом его спутника Мимаса, масса которого почти 11 триллионов тонн при радиусе около 200 километров.

По материалам, собранным миссиями «Вояджеров» было установлено, что кольцам Сатурна не более 200 миллионов лет. Это говорит о том, что материал колец перманентно обновляется.

Итак, мы нашли место, где периодические кометы подзаряжаются (подобно накатыванию снежных комков для снеговиков).

Вылет заряженной кометы из лоно материнской планеты в сторону Солнца, очевидно, имеет место при определенной диспозиции расположения соседних планет и Солнца по причине взаимовлияния их полей тяготения.

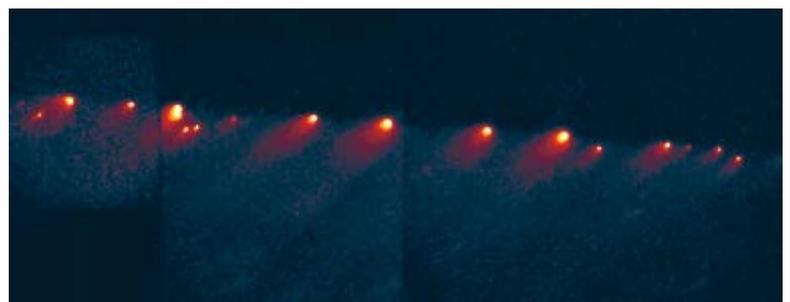


Фото 4. След от падения частей кометы Шумейкеров-Леви на поверхности Юпитера.

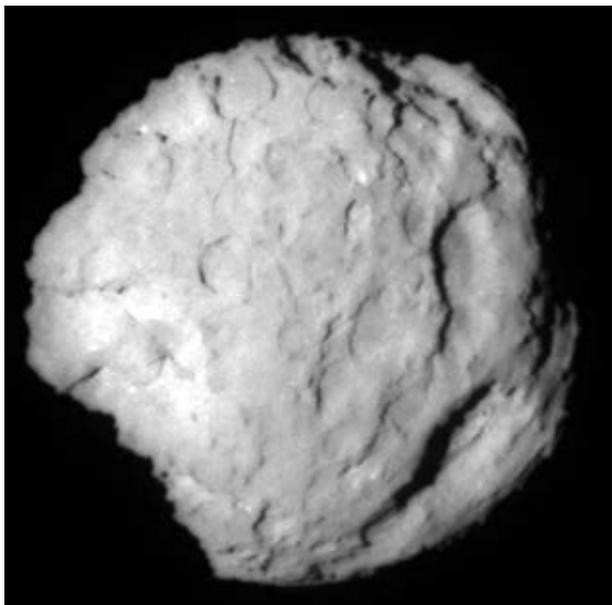


Фото 5. Ядро кометы Вильда 2.



Фото 6. Ядро кометы 103P/Hartley, снятое 04.11.2010 КАЕРОХИ. Виден выброс материала с поверхности ядра.

Эффект «пращи» от вращения больших планет с кольцами позволяет объяснить выброс комет в сторону центральной звезды. Он заключается в следующем: некая груда спаянных пористых камней или крупный булыжник наращивают ледяную «шубу», увеличивая тем самым свою массу. Через оное время это образование (уже комета) выходит из зоны Роша. Об этом свидетельствуют т.н. «спицы» в кольцах. Выйдя за предел Роша, комета продолжает раскручиваться материнской планетой и, наконец, отправляется к Солнцу. Под действием её тяготения комета разгоняется, набирает скорость и облегчается от распыления комы. Тангенциальный подлет ядра кометы к Солнцу по касательной траектории посредством силы тяготения разворачивает ядро и направляет его обратно к материнской планете, где оно снова обледеневаает. Таков вояж периодических комет к Солнцу.

Так комета Икея-Секи, которая относится к группе комет «царапающих» Солнце (т.е. проходящих сквозь солнечную корону), была раньше одной из очень крупных комет, обогнувших Солнце. Она



Фото 7. Комета Икея-Секи, открытая японскими астрономами Каору Икея и Цюоми Секи.

развалилась на части, которые движутся в кильватере друг друга, растягиваясь вдоль орбиты, но продолжают «царапать» Великое светило (фото 7).

Ледяные кольца имеются у Юпитера, Сатурна, Урана, Нептуна, поэтому источником заброса комет во внутренние области Солнечной системы можно уверенно считать именно эти планеты. При этом открытые траектории движения комет (параболические и гиперболические) делают их невозвратными (рис. 3).

Облако Эпика-Оорта, как хранилище комет, может быть, и существует на периферии Солнечной системы, но отношения к периодическим кометам не имеет.

Не случайно среди короткопериодических комет выделяется «семейство Юпитера» – большая группа комет, афелии которых удалены от Солнца на такое же расстояние, как орбита Юпитера, что подтверждает

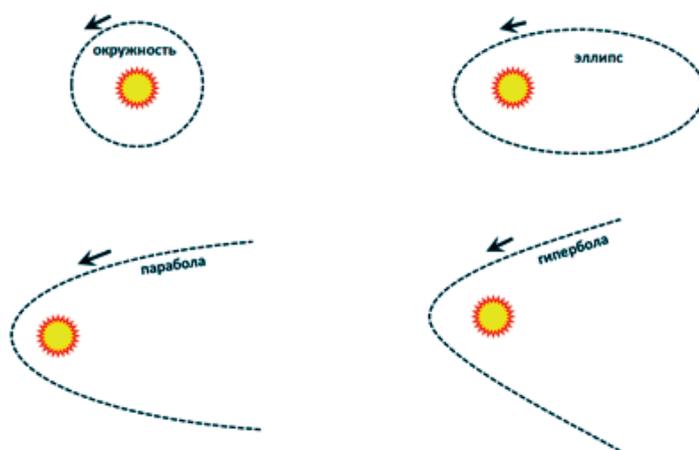


Рис. 3 Схематические изображения возможных орбит тел Солнечной системы (точных окружностей не бывает, например, орбита Земли – эллипс, но очень близкий к окружности).

авторскую версию кометного движения (см. рис. 4). Из рис. 4 следует, что траектории обращения периодических комет вокруг Солнца представляют не обычный эллипс, а вытянутый «грушевидный» из-за несоразмерности Солнца и больших планет.

Наиболее изученная к настоящему времени – комета Галлея. Примечательно, что она в афелии уходит не далее орбиты Нептуна. Её скорость движения составляет 70 км/сек, т.е. значительно больше любого объекта Солнечной системы. Ядро кометы вращается, совершая один оборот за 4-7 суток. При этом наблюдаются колебания головы кометы при перемещении по её орбите. Лобовая зона головы кометы вскипает (фото 8) не только от нагрева солнечными лучами, сколько от встречного солнечного ветра.

Самая древняя из гипотез была выдвинута еще в Средние века. Тогда астрономы предполагали, что кометы появляются во время извержений вулканов на Юпитере и Сатурне. И сегодня многие современные астрономы считают, что ядра комет извергают не только сами планеты-гиганты, но и их спутники. Доказательством тому являются факты проявления вулканической деятельности на ближайшем к Юпитеру спутнике Ио. Автор в довершение этой гипотезы показал, как происходит рождение и деградация комет.

Разумеется, имеют место и другие гипотезы, в том числе экстравагантные. Одна из них состоит в том, что кометы прилетают в Солнечную систему из её периферии, где на расстоянии 50-150 а.е. находится огромное скопление этих «хвостатых» объектов. По имени голландского астронома Я. Оорта эта область получила название облака Оорта. Согласно другой гипотезе, кометы имеют межзвездное происхождение, откуда их «захватывают» большие планеты Юпитер и Сатурн. Но эта гипотеза не в состоянии объяснить частого появления комет в Солнечной системе. Гипотез о происхождении комет много, но ни одна из них не может считаться общепринятой. Пока же астрономы не сомневаются, что кометы прилетают к нам откуда-то издалека, хотя еще в 1786 году французом Мешеном и в 1819 году его соотечественником Понсом была открыта комета с уникально маленькой орбитой всего 3,3 года в последствие названной кометой Энке.

Возможно, авторская версия послужит ключом от замочной скважины, через которую мы увидим новый космогонический сюжет развития нашей космической обители.

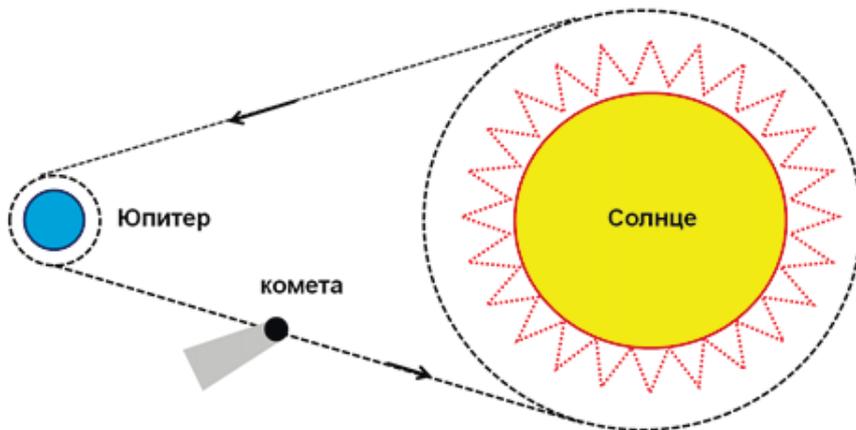


Рис. 4. Траектория обращения периодической кометы вокруг Солнца.



Фото 8. Изображение кометы Галлея, полученное в 1986 г.

## РАФАЭЛЬ МИНАСОВИЧ ХАЧАТУРОВ

(05.01.1932-19.03.2018)

19 марта 2018 года ушёл из жизни выдающийся специалист в области нефтегазодобычи, один из первооткрывателей мезозойской нефти на Северном Кавказе, кандидат технических наук Рафаэль Минасович Хачатуров.

Р.М. Хачатуров родился в 1932 г. в г. Кизляр Дагестанской АССР в семье колхозника. После окончания средней школы в г. Кизляре в 1949 г. поступил в Новочеркасский политехнический институт, затем в 1950 г. перевелся в Грозненский нефтяной институт, который окончил в 1954 г. по специальности горный инженер по эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Трудовую деятельность Р.М. Хачатуров начал в 1954 г. старшим оператором промысла Косчагыл объединения «Казахстаннефть» и прошел путь до сменного помощника заведующего промыслом.

Дальнейшая трудовая деятельность Р.М. Хачатурова была тесно связана с освоением нефтяных месторождений мезозоя Терско-Сунженской нефтегазоносной области. С 1957 г. до 1970 г. Рафаэль Минасович работал оператором, мастером, начальником участка, старшим инженером, заведующим промысла нефтепромыслового управления «Старогрознефть» объединения «Грознефть». Этот период активной трудовой деятельности Р.М. Хачатурова, связанной с увеличением добычи нефти и укрупнением высокодебитных скважин (2-4 тыс./сут) в Грознефти. За заслуги в организации работ по эксплуатации высокодебитных скважин он был отмечен медалью «За доблестный труд. Ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина» и орденом «Трудового красного знамени».

В период с 1970 г. по 1974 г. Р.М. Хачатуров возглавлял центральную инженерно-технологическую службу НГДУ «Старогрознефть», а затем был назначен главным инженером НГДУ «Октябрьнефть» объединения «Грознефть». Этот период характеризуется максимальной добычей нефти (21,5 млн. тонн) объединением «Грознефть», в достижении которой высокая заслуга Рафаэля Минасовича.

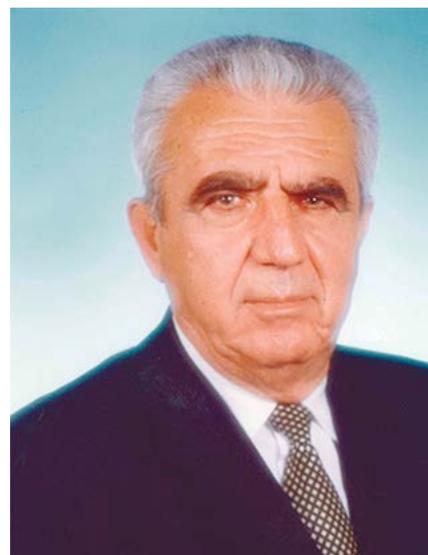
Высокий профессионализм и ответственность в деле дальнейшего освоения нефтяных месторождений позволили Р.М. Хачатурову в период с 1974-1979 г.г. возглавить научное и инженерное направление нефтегазодобычи в объединение «Грознефть», работая главным инженером, заместителем начальника объединения «Грознефть». В этот период за большой вклад в развитие нефтяной отрасли в Чечено-Ингушской республике Р.М. Хачатурову присвоено звание Заслуженный деятель нефтяной и нефтехимической промышленности Чечено-Ингушской АССР.

В период с 1980 г. по 1992 г. Рафаэль Минасович Хачатуров работал генеральным директором объединения «Грознефть». При его непосредственном участии были созданы Чечено-Ингушское УБР и Грозненское опытно-показательное УБР, которые внесли большой вклад в бурение глубоких скважин, а также скважин на северных месторождениях Тюменской области.

Р.М. Хачатуровым осуществлялась большая работа по наращиванию добычи нефти в регионах Северного Кавказа, Западной Сибири. Широкий научный кругозор и инженерное мышление позволили Р.М. Хачатурову разработать и научно обосновать эффективную технологию селективной изоляции воды в верхнемеловых отложениях, которая нашла широкое и успешное применение в процессе разработки нефтяных месторождений объединения «Грознефть». При его непосредственном участии разработана и освоена серийным производством малогабаритная, высоконадежная фонтанная арматура на давление 700 атм.

Большой опыт, инициатива, энергичность и талант нефтяника Р.М. Хачатурова были отмечены орденами «Дружбы народов», «Ленина» и медалью «Ветеран труда». Р.М. Хачатурову было присвоено звание «Почетный нефтяник».

Профессиональные знания, талант организатора производства определили выдвижение в 1992 году Р.М. Хачатурова на должность вице-президента Государственной Корпорации «Роснефтегаз», а затем



вице-президента НК «Роснефть». Р.М. Хачатуров вел большую работу по увеличению нефтегазодобычи, техническому перевооружению нефтегазодобывающих предприятий ОАО «НК «Роснефть», участвовал в создании более совершенной и надежной техники и технологии, руководил разработкой и реализацией планов НИОКР. С 2001 года Рафаэль Минасович Хачатуров - советник Президента в аппарате Президента ОАО «НК «Роснефть».

Это этапы славного пути Р.М. Хачатурова внесшего неоценимый вклад в развитие нефтяной промышленности страны.

Р.М. Хачатуров работал с 2005 г. по 2011 г. в Экспертной Службе ОАО «НК «Роснефть», где проводил экспертизу ПТД по добыче и обустройству нефтегазовых месторождений Компании, осуществлял корректировку работы нефтегазодобывающих предприятий в целях предотвращения потерь добычи нефти.

Заслуги Р.М. Хачатурова, его соизидательная многолетняя работа в нефтяной промышленности отмечены званием «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ». Он лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники.

До последних дней своей жизни Рафаэль Минасович Хачатуров не прерывал связи с коллегами по работе, интересуясь результатами и достижениями сотрудников, развитием ПАО «НК «Роснефть».

*Коллеги, друзья, редакционный совет журнала «Инженер-нефтяник»*

# Аннотации статей

УДК 622.013

## ПАРАДИГМА РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ КАК БАРЬЕР ДЛЯ ПРОРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ (С. 5)

**Александр Степанович Повалихин**  
**Владимир Юрьевич Близиюков**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

Сокращение активных запасов твёрдых полезных ископаемых (ТПИ), увеличение доли мелких и глубокозалегающих месторождений ТПИ, значительный, а в старых районах добычи ТПИ – катастрофический уровень техногенного воздействия на окружающую природную среду типовых технологий разработки месторождений предопределяют необходимость поиска и разработки инновационных технологий прорывного характера. Научный потенциал глубокого бурения, на котором базируются технологии горизонтального и многозабойного бурения может быть основой для проведения поисковых НИР с целью разработки концепции эксплуатации ТПИ с помощью скважинных технологий. Необходимы также фундаментально-прикладные и экспериментальные исследования на современном лабораторном оборудовании механизмов разрушения и обогащения горных пород непосредственно в пластовых условиях.

**Ключевые слова:** твёрдые полезные ископаемые; разработка месторождения; карьер; шахта; скважина; горизонтальная скважина; многозабойная скважина.

УДК 622.24.063.2

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА «KGAC-PLUS» ДЛЯ БУРЕНИЯ В ГЛИНСОДЕРЖАЩИХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ДРАКОН И ДОЙМОЙ» (СРВ) (С. 8)

<sup>1</sup>Николай Владимирович Соловьев

<sup>2</sup>Чан Суан Дао

<sup>1</sup>Юрий Александрович Арсентьев

<sup>3</sup>Нгуен Тиен Хунг

<sup>1</sup>Хайдарали Нуралиевич Курбанов

<sup>1</sup>МГРИ-РГГРУ

117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д. 23

E-mail: nvs@mgrid-rggru.ru; k.drill.mgrid@yandex.ru

<sup>2</sup>СП «Вьетсовпетро»

Вьетнам, г. Вунг Тау, ул. Ле Лой, д.105

E-mail: daotx.rd@vietsov.com.vn

<sup>3</sup>Ханойский горно-геологический университет

18 Виен, Дык, Тханг, Ханой, Вьетнам

E-mail: rggru1@gmail.com

В статье приведены результаты лабораторных исследований реологических свойств и ингибирующего действия нового полимерного раствора «KGAC-plus», рекомендуемый к применению при бурении в глиносодержащих горных породах. Выявлена оптимальная концентрация ингибитора «HyPR-CAP» в рецептуре полимерного раствора «KGAC-plus».

**Ключевые слова:** буровые растворы; ингибирование; полимеры; реологические свойства; мембранообразование.

УДК 622.24.063.2

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МОДИФИКАЦИЙ КАТБУРР НА АСТРАХАНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (С. 15)

**Азамат Миталимович Гайдаров**

**Андрей Атласович Хуббатов**

**Миталим Магомед-Расулович Гайдаров**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский район, сельское поселение Развилковское, поселок Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1

E-mail: A\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

E-mail: A\_Khubbatov@vniigaz.gazprom.ru

E-mail: M\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

В статье приводятся результаты применения поликатионных систем Катбурр при бурении скважин на Астраханском ГКМ. Использование различных модификаций Катбурр в надсолевых и солевых отложениях на четырех скважинах Астраханском ГКМ

выявило значительное превосходство поликатионных систем над традиционными растворами. С целью создания единой системы поликатионных растворов для всего цикла строительства скважины, разработана и рекомендована меловая модификация Катбурр для первичного вскрытия подсолевых продуктивных отложений.

**Ключевые слова:** буровой раствор; поликатионная система; Катбурр; скважина; бурение.

УДК 622.24.051.64

## РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА АЛМАЗНОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА (С. 23)

**Мария Сергеевна Попова**

Донецкий Национальный Технический Университет

ДНР, 83000, г. Донецк, ул. Артема, 58, 83000

E-mail: alleniram83@mail.ru

Описаны особенности комплексного подхода к проектированию алмазных бурового инструмента. Создание инструмента основано на результатах моделирования тепловых и гидравлических процессов, а также механического нагружения. При моделировании учитывались особенности работы отдельных алмазов, а также влияние на температурный режим частоты вращения бурового снаряда, интенсивности подачи промывочной жидкости и конструктивных особенностей коронки. Данные моделирования положены в основу разработки новых коронок БСО-1, прошедших предварительные испытания в производственных условиях. Приведены результаты компьютерного моделирования взаимодействия однослойной алмазной коронки с забоем скважины. Подтверждено эффективность использования компьютерного моделирования при проектировании и исследовании работы алмазного бурового инструмента.

**Ключевые слова:** однослойная алмазная коронка; взаимодействие с забоем; моделирование; раскладка алмазов; температурный режим; компьютерное моделирование.

УДК 622.243

**НЕТРАДИЦИОННЫЕ ВИДЫ ПРОФИЛЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН (с. 27)**

<sup>1</sup>Петр Павлович Егоров  
<sup>2</sup>Александр Афанасьевич Тунгусов  
<sup>3</sup>Данил Петрович Егоров

<sup>1</sup>ООО «Ай Ди ЭС Навигатор»  
 127422, Москва, Дмитровский проезд,  
 д.10  
 E-mail: epp\_tver@mail.ru

<sup>2</sup>МГРИ-РГГРУ  
 117997 Москва ул. Миклухо-Маклая  
 д. 23  
 E-mail: tungusov\_aa@mail.ru

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский государственный университет  
 Санкт-Петербургский горный университет  
 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я  
 линия, д. 2  
 E-mail: original13@mail.ru

В статье проведен обзор нетрадиционных методов проектирования направленных скважин. Выполнен анализ преимуществ и недостатков различных видов профилей. Подробно рассмотрены проблемы, возникающие при бурении скважин по нетрадиционным профилям, а также пути их решения.

**Ключевые слова:** нетрадиционные виды профиля; трансцендентные кривые; парабола; цепная линия; брахистохрона; клотоида; циклоида; трактриса; направленные скважины; методы проектирования профиля.

УДК 622.24.053.6

**ОСОБЕННОСТИ ОТКАЗОВ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ОБСАДНЫХ И КОЛОНКОВЫХ ТРУБ (с. 34)**

Леонид Артемьевич Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования»  
 460026, Оренбург, пр. Победы, 118  
 E-mail: Lachinjan56@gmail.com

В статье рассмотрены основные виды и характер отказов обсадных и колонковых труб, применяемых в геологоразведочном бурении, изложены основные положения методики и результаты стендовых и производственных исследований их несущей способности в условиях влияния предельных статических, знакопеременных и износных нагрузок,

приведены и подробно рассмотрены методы упрочнения, позволившие создать новый стандарт на обсадные и колонковые трубы повышенной долговечности и безотказности.

**Ключевые слова:** обсадные и колонковые трубы; резьбовые соединения; отказы; предельные нагрузки; растяжение; кручение; предел выносливости; долговечность; безотказность.

УДК 622.276.34

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ (с. 42)**

Александр Николаевич Александров  
 Максим Андреевич Кищенко  
 Михаил Константинович Рогачев

Санкт-Петербургский горный университет  
 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я  
 линия, д. 2  
 E-mail: max\_kishchenko@mail.ru

В работе представлены результаты моделирования образования органических отложений парафинового типа в программном комплексе «PIPESIM» с помощью модуля Multiflash Wax. На основе разработанной модели исследовано влияние компонентного состава нефти на условия и характер перехода парафинов в твердую фазу. Построение диаграммы фазового равновесия углеводородной системы позволило определить значение температуры насыщения нефти парафином, подтверждаемое результатами лабораторных исследований. Установлена динамика изменения молекулярной массы органических отложений при фазовом переходе парафина в кристаллическое состояние.

**Ключевые слова:** эксплуатация скважин; осложненные условия; высокопарафинистая нефть; компонентный состав нефти; моделирование образования парафинов; температура насыщения нефти парафином; фазовые переходы; кристаллизация парафина.

УДК 622.276.66

**ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОГО СПОСОБА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОБРАЗЦЫ КЕРНА БИТУМИНОЗНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЮГО-ЗАПАДЕ НИГЕРИИ (с. 50)**<sup>1</sup>Нвизуг-Би Лейи Ключерт<sup>1</sup>Ольга Вадимовна Савенок<sup>1</sup>Елена Владимировна Милейко<sup>2</sup>Юрий Николаевич Мойса<sup>2</sup>Дмитрий Юринович Иванов

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет  
 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2  
 E-mail: olgasavenok@mail.ru

<sup>2</sup>ООО «НПО» ХИМБУРНЕФТЬ»  
 350063, г. Краснодар, ул. Кубанская  
 Набережная, 7  
 Email: HBN2005@yandex.ru

В Нигерии протяженность битуминозных месторождений, имеющих в резерве нефтяные битумы, составляет приблизительно 120 км. Запасы битумов достигают 38 млрд. баррелей и являются трудноизвлекаемыми. В данном исследовании представлен результат комбинированного способа физико-химического воздействия на образцы керна битуминозных месторождений Нигерии в термобарических условиях. В качестве жидкости воздействия применялся 0,05% водный раствор гидроксида натрия (NaOH) с добавками, 0,1% водный раствор неона «АФ<sub>9-12</sub>» сочетанием 0,1% водного раствора гидроксида калия (KOH) с добавками. Исследование выполнялось на установке испытания проницаемости керна (УИПК-1) в интервале температуры от 20 °С до 75 °С и давления от 2 атм до 7 атм. В результате исследования был получен 15–20% коэффициент извлечения нефти, что экономически значимо для разработки и освоения битуминозных месторождений Нигерии. Исследование было выполнено в научно-образовательном центре «Физико-химия пласта» ООО «Химбурнефть»-КубГТУ.

**Ключевые слова:** битуминозная нефть; неон; щелочи.

УДК 553.98 (985)

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СУДОВ НОВЫХ ТИПОВ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ (с. 55)**

Инга Олеговна Сочнева

Международный институт энергетической политики и дипломатии  
 Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования

«Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации» 119454, Россия, г. Москва, проспект Вернадского, 76  
E-mail: sochnevamgimo@yandex.ru

В статье рассмотрены основные проблемы, связанные с регистрацией сейсмических данных при работе в арктических морях. Ограниченная продолжительность светового дня, чрезвычайно низкие температуры воздуха и непредсказуемая динамика изменения характеристик ледового покрова, сокращают полевой сезон с применением стандартных технологий, повышают риск повреждения погружного оборудования, а также приводят к появлению нежелательных помех в сейсмических данных. Эти ограничения в совокупности с экологическими, социальными и политическими аспектами про-

ведения работ на территории этого «последнего неосвоенного рубежа» стали основной причиной слабой изученности арктического региона сейсмикой. Показано, что конструктивные особенности новых типов геофизических судов позволяют значительно повысить эффективность и безопасность их использования при проведении работ в сложных ледовых условиях арктического шельфа.

**Ключевые слова:** Арктика; регистрация сейсмических данных; операционные окна для ведения работ; геофизические суда новых типов.

УДК 523-52

### НОВАЯ ВЕРСИЯ РОЖДЕНИЯ КОМЕТ (с. 58)

**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 кратко сформулирован механизм образования и жизни комет в Солнечной системе. Версия автора состоит в том, что кометы «выстреливаются» планетными спутниками, находящимися в динамической связке с планетами-гигантами Солнечной системы. Часть из них ускользает от притяжения материнских планет и, захваченные Солнцем, попадают в околоземное пространство, некоторая доля которых остается здесь в виде астероидов, метеоритов. Их вещественный характеризует недра своих родителей.

**Ключевые слова:** комета; Солнечная система; ядро кометы; спутники больших планет; вулканы; зона Роша; облако Оорта.

### MINERAL PRODUCTION PARADIGM AS A BARRIER TO DISRUPTIVE TECHNOLOGIES (p. 5)

**Aleksandr Stepanovich Povalihin  
Vladimir YUR'evich Bliznyukov**

E-mail: povalihin1@yandex.ru

Fewer mineral deposits under production, a greater share of small and deep deposits, and the detrimental and, in the older producing areas, catastrophic technogenic impact of conventional production methods on the environment predetermine the need for innovative and disruptive technologies. The scientific potential of deep drilling that has been the basis of such technologies as horizontal wells and multilaterals could become the starting point for inception, research and development of borehole-based mineral production. This should include fundamental and applied research as well as modern laboratory testing of rock disintegration and enrichment processes for subsurface in-situ application.

**Key words:** minerals; mineral production; open pit; mine; well; horizontal well; multilateral.

### TESTING THE INHIBITION PROPERTIES OF KGAC-PLUS POLYMER DRILLING FLUID FOR CLAY-CONTAINING ROCKS OF SOUTH DRAGON AND DOI MOI FIELDS (VIET NAM) (p. 8)

<sup>1</sup>Nikolaj Vladimirovich Solov'ev

<sup>2</sup>Chan Suan Dao

<sup>1</sup>Yurij Aleksandrovich Arsent'ev

<sup>1</sup>Nguen Tien Hung

<sup>1</sup>Hajdarali Nuralievich Kurbanov

<sup>1</sup>Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)

23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: nvs@mgi-rggru.ru; k.drill.mgi@yandex.ru

<sup>2</sup>JV «Vietsovpetro»

105, Le Loj str., Vung Tau, Vietnam

E-mail: daotx.rd@vietsov.com.vn

<sup>3</sup>Hanoi University of Mining and Geology

18 street Duc Thang, B. Tu Liem, Ha Noi, Vietnam

E-mail: rggru1@gmail.com

This article presents the laboratory-tested rheological and inhibition properties of a new KGAC-plus polymer fluid, recommended for drilling in

clay-containing rocks. Test results include the optimal concentration of HyPR-CAP inhibitor in KGAC-plus composition.

**Key words:** drilling fluids; inhibition; polymers; rheological properties; membrane formation.

### A CASE STUDY OF KATBARR DRILLING FLUID MODIFICATIONS AT THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD (p. 15)

**Azamat Mitalimovich Gajdarov  
Andrej Atlasovich Hubbatov  
Mitalim Magomed-Rasulovich Gajdarov**

LLC «Gazprom VNIIGAZ»

Leninsky district, Razvilkovsky, village Razvilka, 5537 Proyektiruyemyy Proyezd, possession 15, building 1, 142717, Moscow region, Russia

E-mail: A\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

E-mail: A\_Khubbatov@vniigaz.gazprom.ru

E-mail: M\_Gaydarov@vniigaz.gazprom.ru

The case study elaborates on findings of applying Katbarr poly-cation system for drilling wells at the Astrakhan gas condensate field. Four wells drilled with various Katbarr modifications through the above salt and salt layers have demonstrated

significant superiority of poly-cation compositions over conventional drilling fluids. Case study recommendations include a newly developed chalk-based Katburr modification for tapping of pre-salt pay horizons, thus topping a full range of poly-cation fluids for the complete well construction cycle.

**Key words:** drilling fluid; poly-cation system; Katburr; well; drilling.

**COMPUTER SIMULATION OF TEMPERATURE REGIME FOR DIAMOND DRILL BITS (p. 23)**

**Mariya Sergeevna Popova**

Donetsk National Technical University  
58, Artema, Doneck, DNR, 83000  
E-mail: alleniram83@mail.ru

Presented design process specifics combine into an integrated approach to diamond drill bit engineering. Simulation of heat and hydraulic processes as well as mechanical loading form the basis for designing a required tool. Computer simulation takes into account individual performance of single diamonds, rotary speed-dependent temperature regimes, drilling fluid pressure and drill bit form factor. Completed simulation runs have resulted in production of a new BSO-1 (BCO-1) drill bit, currently under field-testing. Presented computer simulation results include interaction of a single-layer diamond drill bit with wellbore bottom. As applied to diamond drill bit design, computer simulation has proved to be an efficient tool for the engineering and research purposes.

**Key words:** single-layer diamond drill bit; interaction with wellbore bottom; simulation; diamond layout; temperature regime; computer simulation.

**NON-TRADITIONAL TYPES OF DIRECTIONAL WELL PROFILES (p. 27)**

<sup>1</sup>Petr Pavlovich Egorov  
<sup>2</sup>Aleksandr Afanas'evich Tungusov  
<sup>3</sup>Danil Petrovich Egorov

<sup>1</sup>LLC «IDS Navigator»  
10, Dmitrovskij proezd, Moscow,  
127422, Russia  
E-mail: epp\_tver@mail.ru

<sup>2</sup>MGPI-RSGPU  
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow,

117997, Russia  
E-mail: tungusov\_aa@mail.ru

<sup>3</sup>St. Petersburg Mining University  
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia  
E-mail: origenal13@mail.ru

The article provides an overview of non-traditional profiling for directional wells. Pros and cons of various profiles are the subject of included analysis. This article also elaborates on practical problems of well drilling along non-traditional profiles and includes problem-solving recommendations.

**Key words:** non-traditional profiles; transcendental curves; parabolic curve; catenary curve; brachistochrone; clothoid; cycloid; tractrix; directional wells; well profile design methods.

**PIPE FAILURE FEATURES AND RELIABILITY IMPROVEMENT OF CASING AND CORE TUBES IN PROSPECTION DRILLING (p. 34)**

**Leonid Artem'evich Lachinyan**

PJSC «Zavod burovogo oborudovaniya»  
118, Prospekt Pobedy, Orenburg,  
460026, Russia  
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

This article reviews how and why casing and core tubes used in prospection drilling may fail. It presents major provisions of respective research methodology, and both bench testing and industrial study results with regard to bearing strength of tubes under ultimate wear and tear, static and reversal stresses. This article also lists and describes in detail some strength improvement methods that have made feasible a new standard for casing and core tubes of higher durability and reliability.

**Key words:** casing and core tubes; thread joints; failures; ultimate stresses; elongation; torsion; endurance strength; durability; reliability.

**MODELING OF IN SITU ORGANIC PARTICULATE FORMATION IN HIGH-PARAFFIN CRUDE (p. 42)**

**Aleksandr Nikolaevich Aleksandrov  
Maksim Andreevich Kishchenko  
Mihail Konstantinovich Rogachev**

St. Petersburg Mining University  
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St.

Petersburg, 199106, Russia  
E-mail: max\_kishchenko@mail.ru

The paper presents results of paraffin-type organic deposition simulated by Multiflash Wax module of PIPESIM software. Development of an in-situ high-paraffin crude model allowed for evaluating how the preconditions and mechanism of paraffin solidification relate to crude oil composition. Hydrocarbon system's phase equilibrium plotting assisted in calculating a paraffin saturation point that laboratory tests subsequently confirmed. Another presented result is how the molecular weight of organic deposits evolves as paraffin transits into the crystal phase.

**Key words:** well operation; complicated conditions; high-paraffin crude; crude oil composition; paraffin transition modeling; paraffin saturation point; phase transitions; paraffin crystallization.

**TEST APPLICATION OF COMBINED PHYSICAL AND CHEMICAL IMPACT ON BITUMINOUS CORE SAMPLES FROM SOUTHWESTERN NIGERIA (p. 50)**

<sup>1</sup>Nvizug-Bi Leji Klyuvert  
<sup>1</sup>Ol'ga Vadimovna Savenok  
<sup>1</sup>Elena Vladimirovna Milejko  
<sup>2</sup>Yurij Nikolaevich Mojsa  
<sup>2</sup>Dmitrij YUrivich Ivanov

<sup>1</sup>Kuban State University of Technology  
2, Moskovskaja St., Krasnodar,  
350072, Russia  
E-mail: olgasavenok@mail.ru

<sup>2</sup>LLC ««NPO» HIMBURNEFT»  
7, Kubanskaya Naberezhnaya str.,  
Krasnodar, 350063, Russia  
E-mail: HBN2005@yandex.ru

Nigeria's bituminous deposits featuring yet-to-be-developed resources of petroleum bitumen extend over 120 km. These bitumen resources estimated at 38 billion barrels are hard to recover. This article reports on testing a combined physical and chemical treatment of Nigerian bituminous core samples under thermobaric conditions. The treatment fluids tested are a 0.05% aqueous solution of sodium hydrate (NaOH) with some additives, and a 0.1% aqueous solution of Neonol AF<sub>9-12</sub> together with a 0.1% aqueous solution of potassium hydroxide (KOH) with

some additives. The test bench used is UIPK-1 (УИПК-1) core permeability testing unit, and the test range covers 20 °C to 75 °C and 2 atm to 7 atm. The tests have demonstrated an oil recovery factor of 15-20%, which suggests that production from bituminous deposits in Nigeria could be feasible. The reported test study is a joint effort by Scientific Research & Educational Center for Reservoir Physics & Chemistry, NPO Himburneft LLC (HBN) and Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia.

**Key words:** bituminous crude; Neonol; alkali.

#### **NEW TYPES OF GEOPHYSICAL VESSELS FOR THE RUSSIAN ARCTIC OFFSHORE (p. 55)**

**Inga Olegovna Sochneva**

MGIMO University  
79, Prospekt Vernadskogo, Moscow,  
119454, Russia  
E-mail: sochnevamgimo@yandex.ru

The article reviews major obstacles related to seismic data acquisition in the Arctic seas. Limited daylight duration, extremely low temperature and unpredictable dynamic of ice conditions narrow the field season for conventional technologies, upside the damage risk for submerged equipment and cause undesired noise in seismic data. All these constraints together with ecological, social and political factors affecting activities in this «ultimate frontier area» are the prime cause of low seismic data coverage in the Arctic. This article illustrates how featured design of new-type geophysical vessels ensures considerably higher efficiency and safety of marine seismic acquisition service in the harsh Arctic environment.

**Key words:** Arctic; seismic data acquisition; service windows for offshore activities; new-type geophysical vessels.

#### **GENESIS OF A COMET: A NEW HYPOTHESIS (p. 58)**

**Vladimir Ivanovich Ivannikov**

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

The article briefly outlines proposed mechanics of comet's formation and lifetime in the Solar system. The author's hypothesis is that comets are "launched" by planetary satellites, which are in a dynamic connection with the giant planets of the Solar system. Some comets overcome the gravity of mother planets and, being "captured" by the Sun, arrive into the circumterrestrial space of the Earth, where fewer may stay as asteroids and meteorites. Cometary matter would be characteristic of respective mother planet subsurface.

**Key words:** comet; the Solar system; cometary nucleus; satellites of major planets; volcano; Roche limit; Oort cloud.



## **ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» - инженерный сервис при отборе керна**

Процесс отбора керна является сложной объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 технологической операцией, ошибка при выполнении до 5600 м.

которой может привести к незапланированным затратам. Специалисты компании обучены по собственной

Подъём керна от 90 до 100 процентов – методике и имеют большой производственный опыт от свидетельство высокой квалификации специалистов 5 до 40 лет.

#### **«Ай Ди Эс Дриллинг».**

У полевого персонала имеется все необходимые Наши специалистами были проведены уникальные сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые работы по сплошному отбору керна в донных отложениях необходимы для присутствия инженера на буровой во озера Байкал и при бурении научной скважины в время оказания услуг.

кристаллическом фундаменте в Финляндии. Штат персонала позволяет выполнять задачи в

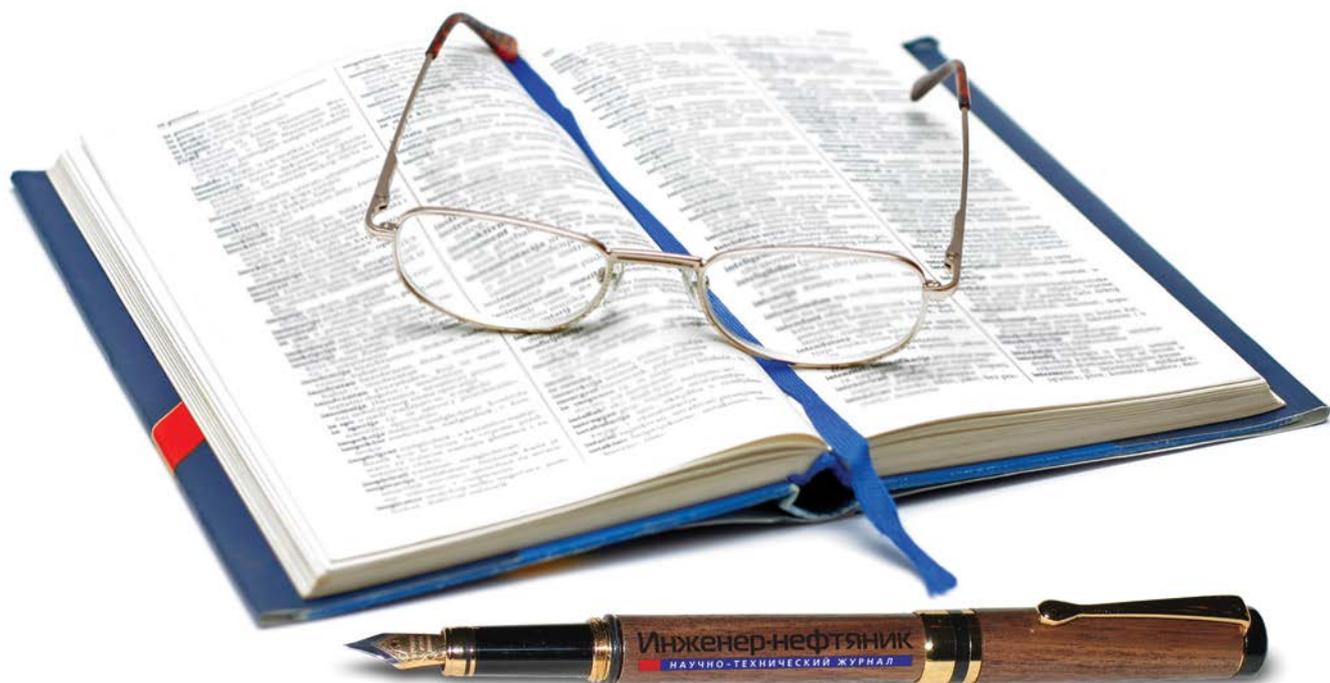
За время работы специалистами ООО «Ай Ди Эс любом объеме поставленные заказчиками.

Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50

Актуальные технологии для нефтегазового  
комплекса на страницах журнала

# Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

**om@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;**

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы - в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

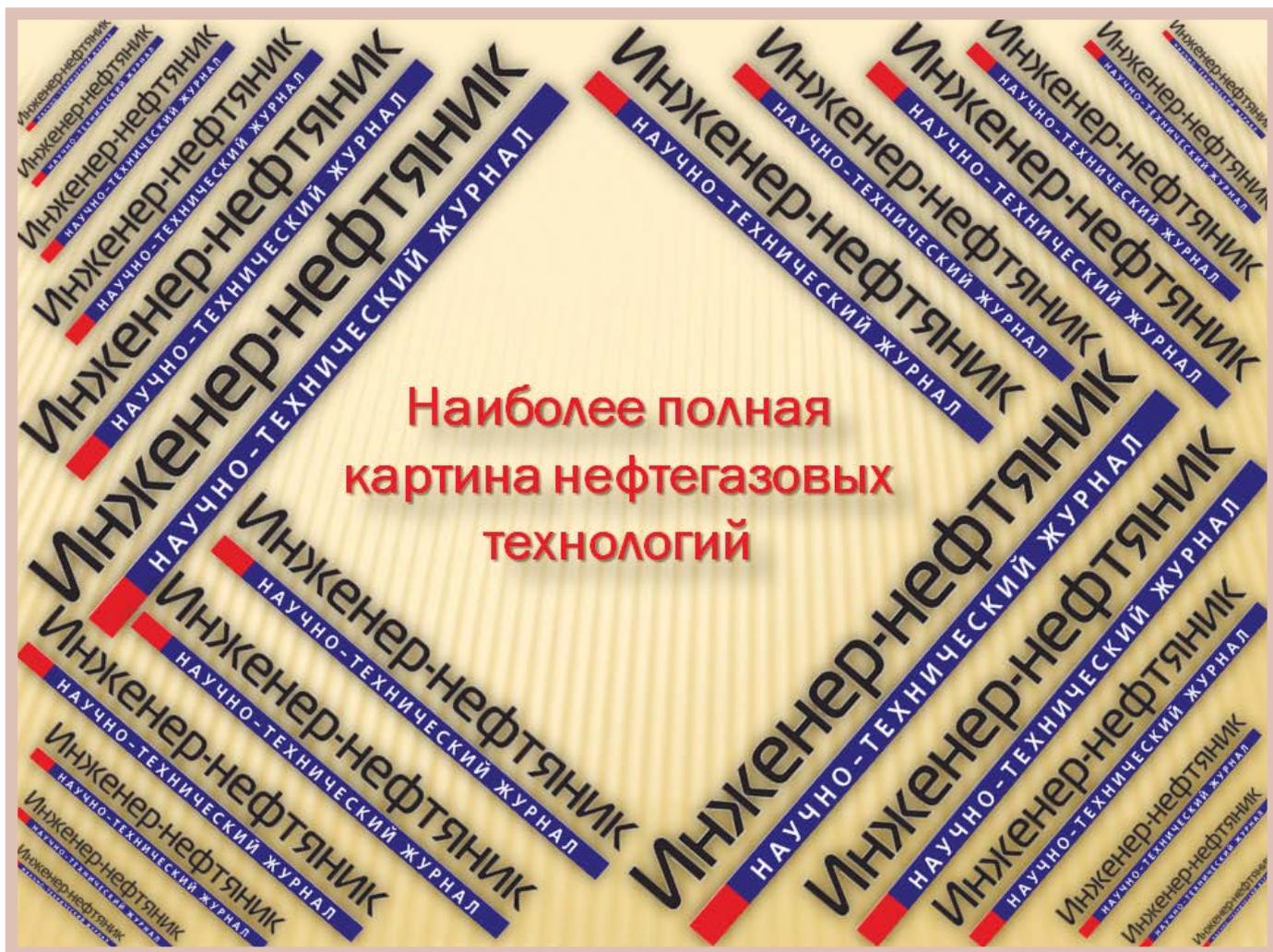
8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин ( $\alpha$ ,  $I$ ,  $d$ ,  $h$  и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций ( $\sin$ ,  $\exp$ ,  $\lim$ ), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



**Продолжается подписка на научно-технический журнал  
"Инженер-нефтяник" на 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**