ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 1'2015

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Инновационная миссия технических университетов

Управление супервайзинговым предприятием

Сборка компоновок низа бурильной колонны

Управление процессом углубления скважины

Колонковое бурение в нефтегазовой отрасли

Применение природного газа в XIX веке в Китае

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

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

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физико-механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№1 2015 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Инновационные миссии технических университетов в импортозамещении в нефтегазовой отрасли. Лисов В.И., Воробьев А.Е.	5	**Import substitution for oil and gas industry: innovative missions of technical universities.** Lisov V.I., Vorob'ev A.E.
Программный комплекс управления супервайзинговым предприятием. Кульчицкий В.В., Шебетов А.В., Александров В.Л., Гришин Д.В.	10	**Program complex software for supervising enterprise management.** Kul'chickij V.V., Shhebetov A.V., Aleksandrov V.L., Grishin D.V.
Управляемость процесса углубления скважины. Быков И.Ю., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З.	12	**Well deepening process controllability.** Bykov I.Ju., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z..
Анализ технического и технологического оснащения буровых работ для реализации опорного колонкового бурения с целью поиска углеводородного сырья. Нескоромных В.В., Неверов А.Л., Петенёв П.Г., Каратаев Д.Д.	15	**Analysis of technical and technologic provisions for core recovery while stratigraphic prospective drilling.** Neskoromnyh V.V., Neverov A.L., Petenjov P.G., Karataev D.D.
Исследование зависимости скорости разведочного бурения от способа извлечения керна, типа подъемника буровой установки и надежности бурового инструмента. Лачинян Л.А., Медведев А.К.	22	**Prospective drilling penetration rate of versus core recovery method, drilling rig hoist and drilling tool reliability.** Lachinjan L.A., Medvedev A.K.
Контроль сборки компоновки низа бурильной колонны. Егоров П.П.	28	**Bottom hole assembly: control and check-out.** Egorov P.P.
Исследование условий образования твёрдых органических веществ в нефтяной скважине. Стручков И.А., Рогачев М.К.	33	**Conditions under which organic solids may occur in oil well.** Struchkov I.A., Rogachev M.K .
Оценка фильтрационно-ёмкостных характеристик карбонатных коллекторов на полноразмерных образцах керна. Мартюшев Д.А., Козырев Н.Д.	38	**Evaluation of formation flow and storage potential characteristics of carbonate rocks on the basis of whole sized cores.** Martjushev D.A., Kozyrev N.D.
Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В.	42	**Setting up a problem of physical and chemical modeling for shale rocks.** Arutjunov T.V., Arutjunov A.A., Savenok O.V.
Исследование взаимосвязи твердости и характеристик механических свойств металла трубопроводов газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации. Быков И.Ю., Петров С.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.	48	**Gas-distributing station pipelines after long term usage. Hardness versus mechanical behavior of pipe metal.** Bykov I.Ju., Petrov S.V., Birillo I.N., Kuz'bozhev P.A.
Добыча и применение природного газа для выварки соли в Китае в XIX веке. Сазонов А.А., Калинин А.Г.	51	**Natural gas: production and usage for salt boiling extraction in China in the XIX century.** Sazonov A.A., Kalinin A.GI.
Аннотации статей	56	**Abstracts of articles**

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

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

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

Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"
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
Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

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

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

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

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

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

УДК 378.31

Инновационные миссии технических университетов для импортозамещения в нефтегазовой отрасли России

В.И. Лисов – доктор эконом. наук, профессор, ректор (МГРИ-РГГРУ)
А.Е. Воробьев – доктор техн. наук, профессор, зав. Кафедрой (РУДН)

Острый финансовый и экономический кризис в России к началу 2015 г. вызван дефектами сложившейся «сырьевой» и «военно-промышленной» модели экономики и лишь усилен штрафными санкциями США и их союзников из-за «украинских событий». Огромные денежные доходы от экспорта различного минерального сырья в недостаточном объеме направлялись Правительством РФ на инновационное развитие национальной промышленности. Так, по данным «BP Statistical Review of World Energy 2014», с 2000 по 2013 гг. лишь валютные нефтяные доходы России составили 2,753 трлн дол. США. [см.: http://www.vedomosti.ru/opinion/news/37366661/chto-sdelala-neft-s-rossiej].

В основном техническое развитие высокодоходной нефтегазовой отрасли России длительное время обеспечивалось за счет импорта высокопроизводительной техники, машин, приборов и материалов. При этом российская наука, даже связанная с нефтегазовой и оборонной промышленностью, в последние годы заметно деградировала. Это – большой стратегический просчет власти. Также значительным оказалось недофинансирование нефтегазовых, геологоразведочных и иных технических университетов, часть из которых имела сильные заделы в области машиностроения и промышленных технологий обработки металлов и других материалов. Так, Минобрнауки России систематически ежегодно не додает МГРИ-РГГРУ существенную часть средств на погашение коммунальных платежей (тепло, вода и др.), потому заработанную часть средств и целесообразную для проведения НИР приходится направлять на коммунальные платежи.

Как же не только выжить техническим университетам России в новых кризисных условиях, но и внести свой вклад в формирование инновационного облика нефтегазовой и горнопромышленной сферы? Полагаем, в этом направлении нужно продуктивное партнерство профильных министерств (Минобрнауки, Минприроды, Минпромторг, Минэнерго) и компаний крупного и среднего бизнеса по неким новым стратегиям инновационной модернизации. При этом мало сформировать достаточные источники финансирования. Нужны новые методы организации проведения НИОКР, использования их результатов в промышленности, взаимодействия субъектов инновационного процесса и др.

Нужно быстрее внедрять прогрессивный опыт деятельности таких нефтегазовых и ресурсных стран как Австралия, Канада, Китай, Норвегия, США, Франция и др.

1. Усилить внимание к инженерному копированию лучших образцов иностранной техники и технологий.

Масштаб финансирования в России научных исследований по отношению к ВВП на начало 2015 г. неоправданно низкий, что создает реальную угрозу национальной безопасности. В итоге Россия в инновационном отношении, исключая атомную энергетику и некоторую оборонную и специальную технику, находится в низко развитом «третьем мире». В России было допущено большое отставание по созданию и применению новых технологий добычи сланцевой нефти в районе Баженовской свиты и также добыче нефти и газа на своем морском шельфе. Трудно согласиться с тем, что России после 2000 г. были «не по силам» нефтегазовые достижения соседней Норвегии с её населением 5,4 млн. чел.

Будучи представителями московской университетской науки, авторы также выражают озабоченность низким уровнем финансирования наших ресурсных университетов как со стороны Минобрнауки, Минэнерго и Минпромторга, а также крупных российских ВИНК (включая «Газпром» и «Роснефть»). Интересно совпадение взглядов авторов на проблемы высшей школы России. [1; 2].

ТЭК России остро заинтересован помочь власти найти разумную меру милитаризации своей экономики, науки и образования. Между тем, вновь, как и в милитаризированном СССР, некоторыми экспертами российская наука и высшее образование стали трактоваться важной составной частью модернизируемого ВПК. На заседании Комиссии по модернизации (г. Раменское, 2010 г.) в то время Президент РФ Д.А. Медведев отметил: «Оборонно-промышленный комплекс должен стать двигателем прогресса в России и заказчиком инноваций» (см.: http://www.rg.ru/2010/09/23/opk.htm). Показательно, что в бюджете 2014 г. на развитие экономики выделено 579 млрд. руб., на оборону – 2 трлн. руб. и деятельность правоохранительных органы и госбезопасность – 1,2 трлн. руб. Очевидно, реальные стратегические задачи Россией требуют иной структуры таких расходов. По итогам военных расходов по отношению к ВВП стран мира 2013 г. Россия заняла 5-е место, далеко опередив в процентном отношении США с 31-м местом. (См.: http://www.vesti.ru/doc.html?id=2189632).

Представляется, что многие технические и технологические задачи ТЭК России могут быть эффективно решены путем оперативного инженерного копирования лучших образцов техники и технологий, в том числе с расширением масштабов промышленной (конкурентной) разведки, методы которой отработаны применительно к задачам ВПК России. Полагаем, что пришло время начать оперативное производство в России некоторых видов машин и оборудования как *адаптированных аналогов импортной техники*. Пусть будет 50-100 таких промышленных проектов в качестве особого государственного заказа. На первых этапах работы с участием ученых и инженеров ВУЗов и НИИ следует провести технических и технологический анализ, найти в России нужные мощности, оценить объемы инвестиций и получить целевые финансовые средства по системе льгот и преференций инновационного плана.

В этом отношении предлагается *новая стратегия модернизации российской науки и промышленности*, без особых новых затрат на фундаментальную и прикладную науку, часть которой имеется в научных организациях реформируемой РАН и ФАНО.

Известно, в международной торговле товарами и услугами преимущество получает тот, кто может предложить рынку товар лучшего качества по более низкой цене. Борьба крупного и среднего бизнеса за мировые рынки никогда не велась по строгим, но справедливым правилам. *Порой побеждает не тот, у кого товар лучше, а тот, кто просто действует умнее, агрессивнее и жестче*. Насколько готовы к такой управленческой тактике этому выпускники нашей высшей школы? Пожалуй, совсем не готовы. В этом есть вина самой экономической теории и теории менеджмента, в которых акцент делается на «добросовестную конкуренцию», «правое поле деятельности», «права человека» и др.

С другой стороны, высокое качество товара и услуги обусловлено наукоемкостью производителя.

2. Улучшить государственное и корпоративное финансирование наших университетов.

В настоящее время в мире действуют четыре главных центра научных исследований: США (31% мировых расходов на НИОКР по паритету покупательной способности), Европейский союз (24%), Китай (14%) и Япония (11%). Доля России составляет менее 2% мировых расходов на науку, что уступает вкладу США почти в 17 раз, Европейского союза – в 12 раз, Китая – в 7,5 раз и Японии – в 5,9 раза [3]. Внутренние затраты на исследования и разработки в процентах к ВВП в России составляли в 2012 г. лишь 1,12%, тогда как в Китае они достигали 1,84%, в среднем по странам Евросоюза – 2,38%, в США – 2,77%, в Японии – 3,39%; в Республике Корея – 4,03%; в Израиле – 4,38%. При этом важнейшим источником финансирования отечественной науки остаются средства государственного бюджета: в 2012 г. на них приходилось 66%. Доля гражданских затрат в науке России составила в 2012 г. 0,51% к ВВП. Соответственно доля военно-ориентированных затрат – 0,61% к ВВП [4].

Имея в виду использование инновационного потенциала наших технических университетов, следует в разы увеличить общие затраты на НИОКР в сфере российского недропользования, включая прикладную геологию и геофизику. Для нефтегазовых и смежных компаний следует ввести в структуру себестоимости обязательную нормативную статью «Затраты на корпоративные НИОКР, организацию производства новой продукции». Далее целесообразно проектное объединение этих средств и создание **Корпоративного инновационного фонда нефтегазовой промышленности**. Такая корпоративно-финансовая практика дает хороший инновационный эффект, например, в США, позволяя создавать *новые научные заделы на ранних стадиях НИОКР*. При этом их *возможное коммерческое использование частным бизнесом* («Роснефть», «Газпром», «Сургутнефтегаз» и др.) идет с учетом ожесточенной конкуренции производителей с целью создания новой продукции и расширения товарных рынков.

Инновационная модернизация требует сбалансированной системы (каналов) финансирования, в том числе по объёмам средств.

Предстоящие инновационные задачи применительно к сфере масштабного, более наукоёмкого и эффективного недропользования и особенно нефтегазовой отрасли следует решать в зависимости от разных типов организаций, выполняющих в России военно-промышленные и гражданские НИОКР и наиболее эффективных интеграционных инновационных связей. По данным статистики с учетом филиалов, в 2012 г. имелась следующая структура таких 3566 организаций: 1) научно-исследовательские организации – 1725; 2) конструкторские, проектно-конструкторские и технологические организации – 340; 3) проектные и проектно-изыскательские организации строительства – 33; 4) опытные заводы – 60; 5) высшие учебные заведения – 560; 6) промышленные предприятия – 274; 7) прочие – 574 [4, с. 10].

3. Уточнить приоритеты технологического развития ТЭК.

Необходимы новые стратегии технологического развития нефтегазовой отрасли России.

Огромные затраты на науку и новую технику в милитаризированном СССР и условиях гонки вооружений сформировали в нашей стране устойчивый *культ ученого-первооткрывателя в фундаментальной и прикладной науке*. И даже сегодня претензия на позицию первопроходца стала уже чем-то вроде обязательного атрибута любого сильного НИИ или технического университета. Успех продукта и компании на рынке в рамках теории стратегического менеджмента *слишком часто* в российской науке связывается с подходом «новое во всем и всегда». Однако мировая промышленная практика показывает, что «копирование чужих идей и их переработка представляет собой бизнес, имеющий не меньшие шансы на процветание, чем бизнес первопроходцев» [5]. *Суть новой инновационной культуры в нашей ситуации заключается в переходе от инноваций, разрабатываемых только внутри компании, к заимствованию до 50% и более идей и комплектующих из внешней среды*. С приобретением комплектующих в мире проблем нет.

В «**Прогнозе научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года**» (утвержден Председателем правительства РФ 20 января 2014 г.) отмечается: «Приоритетные направления развития науки и технологий – тематические направления научно-технологического развития межотраслевого (междисциплинарного) значения, способные внести наибольший вклад в обеспечение безопасности, ускорение экономического роста, повышение конкурентоспособности страны, решение социальных проблем за счет развития

технологической базы экономики и наукоемких производств».

Перспективные рынки и продуктовые группы представлены в разделе 7 «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ»:

«Нефть нетрадиционных месторождений и нетрадиционная нефть: тяжелые (менее 20 API) и сверхтяжелые (менее 10 API) нефти; нефтяные пески и битумы (менее 10 API, повышенной вязкости); нефть, добываемая из низкопроницаемых пород (включая сланцы), и жидкие углеводороды, сопутствующие добыче сланцевого газа; нефть Баженовской свиты (включая кероген).

Природный газ нетрадиционных месторождений: угольный метан; сланцевый газ; газ низкопроницаемых пород; газ глубоких горизонтов; газогидраты; водорастворенный метан.

Сжиженный природный газ: плавучие терминалы по регазификации; завод по сжижению газа на берегу, терминал по отправке, включающий порт, ёмкости для хранения сжиженного природного газа, установки для загрузки судов (метановозов); флот метановозов; плавучие заводы по производству сжиженного природного газа.

Альтернативные моторные топлива: синтетическое моторное топливо из природного газа, угля или биомассы; водород для получения электроэнергии в топливных элементах, используемой для приведения в движение транспортного средства; электроэнергия, получаемая из сети, в электромобилях».

Помимо «большой российской науки» в НИИ и КБ нашей промышленности, РАН/ФАНО и др. полезно активизировать *инновационное инженерное копирование*, критерием результативности ученых и инженеров будут не статьи в иностранных журналах и даже патенты, а серийный выпуск в России новой производительной техники для промышленности. Так следует понимать часть работ по «импортозамещению».

Ждем от власти государственного заказа на такие актуальные для России «инновационные проекты».

Все это новые задачи для инновационных университетов России и принятий стимулирующих воздействий на них со стороны Минобрнауки.

4. Специфика инновационных работ технических университетов.

Основной деятельностью ВУЗов является подготовка кадров и качественное профессиональное образование.

Пока в рамках модели «подушевого финансирования» ВУЗов со стороны Минобрнауки России специальности геологов, нефтяников и горняков недооценены по сравнению с военно-промышленными специальностями. Например, подготовка «*специалистов*» по «Прикладной геологии» (120401) и «Горному делу» (130400) стоит 67,06 тыс. руб. Напротив, «медицинская биохимия», «компьютерная безопасность», «ракетные комплексы и космонавтика» оцениваются в 112,00 тыс. руб. и др. Довольно сложно за 67,06 тыс. руб. организовать инновационную подготовку студентов МГРИ-РГГРУ. Это ближе к «искусству» в профессиональном образовании.

Наиболее значимые **источники возможного финансирования университетской науки**:

· госбюджетное финансирование фундаментальных и поисковых работ;

· госбюджетное финансирование фундаментальных и поисковых работ в интересах обороны страны;

· финансирование НИОКР из региональных (местных) бюджетов (включая субсидии Правительства Москвы);

· финансирование хоздоговорных НИОКР из госбюджетного источника по линии существующих министерств и ведомств РФ в качестве соисполнителей;

· финансирование из внебюджетных государственных фондов;

· внебюджетное финансирование хоздоговорных работ по линии предприятий реального сектора экономики;

· зарубежные контракта и гранты;

· внебюджетные инвестиции в науку и научное обслуживание;

· продажа лицензий на объекты ИС университетов и др.

Для справки, стоимостная структура НИР в УФУ им. Б.Н. Ельцина в 2011 г. по различным источникам финансирования сложилась следующей (в %): Минобрнауки России – 45, Компании – 30, Программы господдержки вузов – 18, фонды РФФИ и РНГФ – 6, Правительство Свердловской области - 1 [http://rpp.nashaucheba.ru/docs/index-66746.html].

По оценкам, в ВУЗах около 53,29 тыс. сотрудников непосредственно занято научными исследованиями. Кроме этого российская вузовская наука характеризуется довольно значительным молодежным потенциалом, поскольку в ВУЗах обучается около 140 тыс. аспирантов, в НИИ (КБ) – лишь 15 тыс. Объем средств, приходящихся на НИОКР (суммарно из бюджетного и предпринимательского сегмента) на 1 российский ВУЗ в среднем составляет менее 100 млн. руб. в год. Это – крайне низкий показатель. Однако по группам ВУЗов имеется большая дифференциация в выполнении и финансировании работ [6].

Для решения проблем постановки и финансирования вузовских НИОКР нужна своя «маркетинговая система» (рис. 1).

В литературе описаны *типичные ошибки* заявителей научных конкурсов и тендеров в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы», «Федеральной целевой программы развития образования 2011-2015 годы», ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы» и др. [http://www.herzen.spb.ru/main/nauka/1319113305/1319194044]. Эти ошибки следует знать также в компаниях ТЭК и геологической отрасли.

Исходя из наличия в университете *сильных научных лидеров*, обеспечивших достаточно серьезный задел в своих весьма перспективных НИР, необходима концентрация имеющихся ресурсов и усилий, чтобы выйти на внутренний и международный рынок научно-технических работ и услуг. Важно оперативно отказаться от малоэффективных направлений научно-исследовательских работ (например, длительное время не имеющих внешней поддержки).

Конкурсный отбор НИОКР всегда учитывает *количество публикаций в научных журналах*, индексируемых в базе данных Scopus или в базе данных «Сеть науки» (WEB of Science) и др.

В развитых странах Евросоюза наибольшее распространение получили 2 подхода к финансированию университетских НИР посредством грантов: «индивидуальный» (для отдельного исполнителя и небольшой группы ученых) и «пакетный» (для научного подразделения в целом). Современный существующий международный рынок НИОКР, как совокупность механизмов фондовой

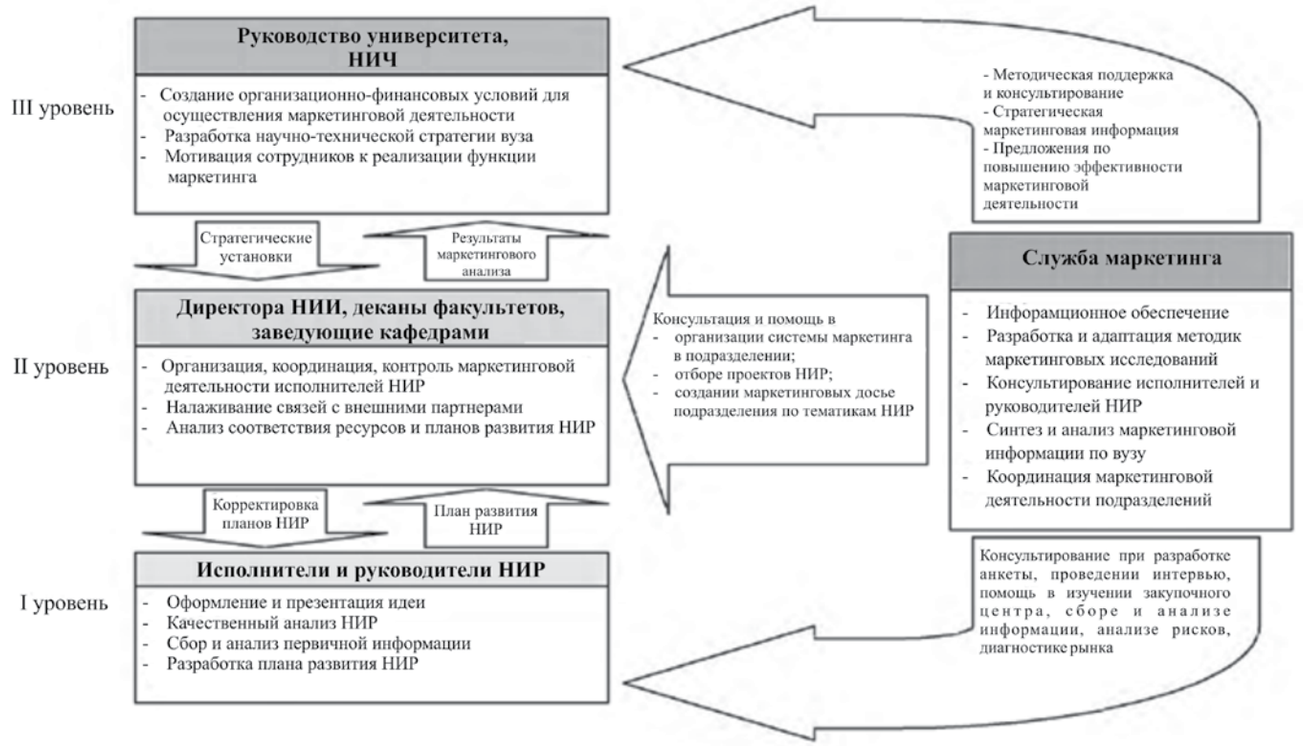


Рис. 1. Схема системы маркетингового сопровождения НИР [15]..

поддержки инициативных проектов (например, DAAD, Fulbright, Эразмус+ и др.), распространяется в большей степени на индивидуальных исследователей и научные коллективы, а не на организации (в том числе – ВУЗы).

Международные исследовательские программы, предполагающие участие консорциумов организаций из разных стран, прежде всего, ориентированы на организации, являющиеся резидентами финансирующих такие программы государств. Например, в рамках 7-й Рамочной Программы Евросоюза (Горизонт – 2030) заявлено, что участие российских ВУЗов возможно только на правах соисполнителей с европейскими университетами или вузами СНГ. В силу нефтегазовых санкций, видимо, дальнейшее участие университетов России в этой части заметно уменьшится.

Значимым условием успешной работы российских ВУЗов на международном рынке НИОКР служит обязательное наличие *зарубежного партнера* (например, университета или отдельного ученого) и заказов со стороны *крупных зарубежных компаний*. В целом объем финансирования НИОКР ВУЗов Минобрнауки России в 2010 г. в рамках международного сотрудничества составил около 1 млрд. руб. В расчете на средний вуз это небольшие деньги (1-2 млн. руб.) [7].

5. Учесть передовой опыт организации вузовских НИОКР в ВПК России.

Для нефтегазовых и горнопромышленных ВУЗов целесообразно расширение имеющихся связей университетов с действующим производством и, прежде всего, с крупными профильными компаниями (которое может обеспечить, главным образом, инициативное руководство ВУЗов) путем заключения масштабных *Рамочных соглашений о сотрудничестве* (по опыту университета «Горный», Санкт-Петербург). Следует лучше использовать деловой потенциал своих бывших выпускников, которые сделали хорошую деловую карьеру. Этот метод дает хорошие результаты в геологоразведочном МГРИ-РГГРУ.

Важные *интеграционные инновационные сдвиги* происходят в крупных корпорациях российского ВПК во исполнение ряда поручений Правительства об интеграции предприятий с наукой и профессиональным образованием. Представляет практический интерес «Стратегия создания в оборонно-промышленном комплексе системы многоуровневого непрерывного образования на период до 2015 года», которая была утверждена приказом Минпромторга России от 13 апреля 2009 г. № 256 – см.: rosrep.ru›documents/index.php... Для реализации «Стратегии» был принят Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 15 марта 2010 г. № 194 «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Стратегии создания в оборонно-промышленном комплексе системы многоуровневого непрерывного образования на период до 2015 года» – см.: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/6650418/. На этой основе уже активно формируется инновационная инфраструктура – технопарки, инкубаторы наукоемкого бизнеса, центры технического обеспечения вузовских и иных НИОКР, корпоративные университеты для «доводки» выпускников университетов и др. ТЭК России вне такой инновационной политики.

Заслуживает внимания и опыт работы Государственной корпорации «Ростехнологии» (РОСТЕХ), реализующем

«Программы инновационного развития РОСТЕХа на период 2011-2020 годы» (утверждена Наблюдательным советом корпорации 31 марта 2011 г. (изменения от 17 декабря 2013 г.) в соответствии с поручением Президента РФ от 3 марта 2011 г.). В табл. 1 приведены некоторые целевые инновационные показатели РОСТЕХ из этой Программы.

Крупные и средние частные компании России, в том числе в нефтегазовой сфере, традиционно «экономят» расходы на инновации и подготовку кадров, обрекая себя на коммерческие потери и проигрыши в мировой конкурентной борьбе.

Таблица 1. Целевые инновационные показатели РОСТЕХ («Программа инновационного развития РОСТЕХа на период 2011-2020 годы»).

Наименование показателей	2012	2015	2020
Доля продаж инновационной продукции в общем объеме продаж, %	18	25	34
Доля расходов на НИОКР в выручке, %	10	10	11
Количество инновационных проектов, реализуемых совместно со сторонними организациями, всего, шт.	485	510	545
в том числе:			
с вузами	132	159	183
с научными организациями	209	213	224
Количество опорных вузов ХК и ее организаций, шт.	212	287	319
Количество базовых кафедр вузов в ХК и ее организациях, шт.	245	349	376
Количество работников, проходящих переподготовку и повышающих квалификацию в вузах, чел.	3552	6545	10164

Общий вывод

В условиях введенных санкций США и Евросоюза и, особенно запрета на импорт техники и технологий, в нашей промышленности необходима новая инновационная стратегия и стимулирующие меры со стороны Правительства РФ и профильных федеральных министерств. Иначе не решить задачи импортозамещения и, тем более, не выйти на выгодный, но конкурентный мировой рынок товаров и услуг. Участие технических университетов в таком процессе – жизненная необходимость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лисов В.И. Проблемы развития высшего инженерно-технического образования России - М.: ИД МГРИ-РГГРУ, 2013. - 297 с.
2. Воробьев А.Е., Торобеков Б.Т. Модернизация российского высшего инженерного в ответ на вызовы современности. - М.: КноРус, 2014. - 230 с.
3. Концепция развития Российской Академии наук до 2025 года. Проект к заседанию Президиума РАН 24 сентября 2013 г., с.11.
4. Наука, технологии и инновации России - М: ИПРАН РАН, 2013 - с. 9, 24, 68-70.
5. Козиков А.А. Имитационные стратегии развития бизнеса // «Менеджмент и бизнес-администрирование» М.: «Академия менеджмента и бизнес-администрирования», 2012. - № 1. - с. 78.
6. Современный профиль вузовской науки в России и перспективы его изменения // http://www.kapital-rus.ru/articles/article/216596.
7. Погребова Е.С., Платонова Е.Е. Зарубежный опыт коммерциализации научно – исследовательских разработок высшей школы // http://www.pandia.ru/text/77/202/ 65441.php.

REFERENCES

1. Lisov V.I. Russian engineering degree: development problems - M.: ID MGRI-RGGRU, 2013. - 297 p.
2. Vorob'ev A.E., Torobekov B.T. Russian engineering degree modernization as an answer for nowadays challenges. - M.: KnoRus, 2014. - 230 p.
3. Russian Academy of Sciences: development concept up to 2025 year. Concept statement of RAS presidium meeting. September 24, 2013. – 11 p.
4. Science, Technology and Innovation- M: ISS RAS, 2013 - pp. 9, 24, 68-70.
5. Kozikov A.A. Business: imitation development strategies // Management and business administration M.: Academy of management and business administration 2012. - #1. - p. 78.
6. Russian academic science: nowadays profile and its changes // http://www.kapital-rus.ru/articles/article/216596.
7. Pogrebova E.S., Platonova E.E. Foreign experience of higher school research work commercialization // http://www.pandia.ru/text/77/202/ 65441.php.

УДК 622.24.082

Программный комплекс управления супервайзинговым преприятием

В.В. Кульчицкий – доктор техн. наук, директор
(НИИБТ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)
А.В. Шебетов – канд. техн. наук, директор; В.Л. Александров - зам. директора
(Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)
Д.В. Гришин - старший преподаватель
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективность строительства нефтяных и газовых скважин во многом определяется оперативностью принятия управляющих технико-технологических решений на основе достоверной промысловой информации. Для этого на буровой круглосуточно работают супервайзеры, которые обрабатывают большое количество поступающих в реальном времени результатов измерений со скважины и принимают решения в условиях ограничений по времени. Без автоматизации рабочего места бурового супервайзера сложно управлять таким потоком информации. В 2003 году была поставлена задача, а в 2005 году разработан программный комплекс «Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (ПК «АРМ Супервайзера»)» [1]. Информационное и алгоритмическое обеспечение элементов автоматизированной системы управления интегрируется в единую систему сбора и обработки данных по оперативному управлению и контролю строительства скважин, обладающую распределенной многопользовательской вычислительной средой, и позволяет организовать взаимодействие на всех уровнях управления строительством скважин: от конкретного бурового объекта до центрального руководства супервайзингового предприятия. Программа предназначена в первую очередь для решения задач, связанных с технико-технологическими расчетами.

На основе двухлетнего практического использования ПК «АРМ Супервайзера» буровыми супервайзерами в рамках выполнения договорных работ с нефтегазовыми предприятиями ООО «Юрхаровнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и ООО «Северная нефть» издано учебное пособие «Технико-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин (буровой супервайзинг)» для обучения студентов дисциплине «Буровой супервайзинг» [2]. С 2008 года РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина организовал систему подготовки и повышения квалификации буровых супервайзеров. При Учебно-исследовательском центре повышения квалификации создана Школа бурового супервайзинга, а Институт проблем развития кадрового потенциала ТЭК (ИПРКП ТЭК) реализует профессиональную образовательную программу для получения дополнительной квалификации «Специалист технологического надзора и контроля при строительстве скважин (Буровой супервайзер)» [3].

На основе ПК «АРМ Супервайзера» разработан совместно с Центром супервайзинга бурения и нефтегазодобычи РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина программный комплекс «Автоматизированная система управления супервайзингом бурения, текущего и капитального ремонта скважин» (ПК «АСУ СБиТКРС») [4]. ПК «АСУ СБиТКРС» является корпоративной информационной системой для автоматизации планирования, учета, контроля и анализа основных производственных процессов в масштабе организации супервайзинга бурения, текущего и капитального ремонта скважин, включает следующие функциональные модули:

- планирование и управление производством;
- управление персоналом;
- логистика и управление материально-техническими ресурсами,
- управление финансами;
- управление проектами и инвестициями, управление качеством.

Централизованное хранение данных ПК позволило организовать поддержку принятия решений при стратегическом планировании, оптимизации и управлении производственными процессами сервисного предприятия, осуществляющего производственную деятельность по супервайзингу. Для организации единой точки доступа к информационной инфраструктуре интерфейс ПК построен на основе корпоративного портала, предоставляющего виртуальные рабочие пространства и возможность совместной работы сотрудникам, подразделениям и службам предприятия, находящимся на значительном расстоянии от Центра супервайзинга бурения и нефтегазодобычи. ПК позволяет хранить файлы и документы, ограничивать к ним доступ пользователей в зависимости от принадлежности к организационной структуре и участия в проектах, контролировать версии и историю их изменений. К основным задачам ПК относится повышение эффективности ценообразования за счет снижения накладных расходов, контроля использования и своевременного пополнения ресурсов, повышения эффективности и объемов услуг.

На рынке программного обеспечения нет готовых решений АСУ непосредственно деятельностью супервайзингового предприятия, реализованных как в виде отдельных систем EAM (Enterprise Asset Management

– система управления основными фондами), так и в виде модулей управления производственной логистикой супервайзинга, интегрированных в ERP (Enterprise Resources Planning – система планирования ресурсов) систему предприятия.

Задача решена в результате исследования и формализации информационных потоков и создания целостной модели информационного обеспечения управления супервайзинговой деятельностью при строительстве, текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин. Информационное и алгоритмическое обеспечение элементов ПК «АСУ СБиТКРС» позволяет интегрировать их в единую систему сбора и обработки данных, обладающую распределенной многопользовательской вычислительной средой и организующую постоянное взаимодействие на всех уровнях управления, от конкретного бурового объекта и уровня региональной технологической службы, до Центра супервайзинга бурения и нефтегазодобычи (ЦСБиНГД).

ПК «АСУ СБиТКРС» принят в качестве управляющего крупнейшим супервайзинговым предприятием ОАО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий», его филиалами в ХМАО-Югра (г. Нижневартовск) и Республике Коми (г. Усинск), представительствами в Мегионе, Когалыме, Покачах, Лангепасе, Нефтеюганске, Ханты-Мансийске, Муравленковске, Урае, Тюмени, Перми, Альметьевске, Нурлате, Бузулуке, Волгограде. ПК «АРМ Супервайзера» и ПК «АСУ СБиТКРС» используются авторами в процессе обучения инженеров, бакалавров и магистрантов, повышения квалификации инженерных кадров и дополнительного профессионального обучения [3].

Супервайзинг помимо бурения и капитального ремонта скважин все больше внедряется в сферу вторичных методов воздействия на продуктивный пласт: ГРП, обработка пластов химическими и физическими методами, а также эксплуатация бурового и нефтегазового оборудования. Супервайзинг идентифицирован в перечне строительства, реконструкции и капитального ремонта особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства и строительного контроля за работами по обустройству скважин. Супервайзинговое предприятие обязано вступить в Саморегулируемую организацию, обеспечив соответствие требованиям Градостроительного кодекса Ростехнадзора. Супервайзинг получил законодательный статус и внесен в нормативно-правовые акты трудового законодательства.

Заключение

1. В связи с высокой конкуренцией на рынке супервайзерских услуг и ростом уровня организации технологических процессов требуется уделять особое внимание эффективности управления супервайзинговым предприятием. Для постоянного совершенствования бизнес-процессов и задач управления супервайзингом строительства скважин необходимо внедрение новых информационно-коммуникационных технологий и создание единой информационной среды на основе внедрения автоматизированной системы управления супервайзинговым предприятием. Важными элементами системы являются планирование и управление производством, управление персоналом, логистика и управление материально-техническими ресурсами, управление финансами, управление проектами и инвестициями, а также управление качеством.

2. К основным задачам программы можно отнести повышение эффективности ценообразования за счет снижения накладных расходов, контроль использования и своевременное пополнение ресурсов, повышение эффективности и объемов производства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л., Гришин Д.В. Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (АРМ Супервайзера). Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612320 от 08.09.2005.

2. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Технико-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин (буровой супервайзинг). Учебное пособие. М.: Нефть и газ, 2007. - 150 с.

3. Кульчицкий В.В., Александров В.Л., Щебетов А.В., Гришин Д.В. Обучение и повышение квалификации инженерного персонала буровых супервайзеров нефтегазовой отрасли в системе ДИПО. Сб. научных трудов Межвузовской научной конференции «Новые образовательные стратегии в современном информационном пространстве». Санкт-Петербург: РГПУ им. А.И. Герцена и СЗО РАО. 2014.

4. Кульчицкий В.В., Александров В.Л., Гришин Д.В. Щебетов А.В. Автоматизированная система управления супервайзингом бурения, капитального и текущего ремонта скважин. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2014619243 от 16.05.2014.

REFERENCES

1. Kul`chickij V.V., Larionov A.S., Aleksandrov V.L. Computer work station for drilling and well-workover operation supervisor (supervisor CWS). Computer program regulatory certificate № 2005612320 от 08.09.2005.

2. Kul`chickij V.V., Larionov A.S., Grishin D.V., Aleksandrov V.L. Oil and gas drilling: engineering supervising (drilling supervising) Schoolbook. M.: Neft' i gaz, 2007. - 150 p.

3. Kul'chickij V.V., Aleksandrov V.L., Shhebetov A.V., Grishin D.V. DEPO System fort training and skills upgrading of drilling supervisers. Interacademic scientific conference New educative strategies for modern information space. Collection of studies. St. Petersburg, The Herzen State Pedagogical University of Russia and NW RAO 2014.

4. Kul'chickij V.V., Aleksandrov V.L., Grishin D.V. Shhebetov A.V. Computer work station for drilling, well-workover and service supervisers. Regulatory certificate № 2014619243 от 16.05.2014.

УДК 622.243.56

Управляемость процесса углубления скважины

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор
(Ухтинский государственный технический университет)
Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент
(Российская открытая академия транспорта МИИТ, г. Ухта)
В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)
З.Х. Ягубов - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
Э.З. Ягубов - доктор техн. наук, профессор, проректор
(Ухтинский государственный технический университет)

Определяющими факторами в стоимости строительства скважины являются время и стоимость работ по проводке скважины. Целый ряд авторов рекомендуют различные методы и способы управления процессом бурения при проводке скважины, которые основаны на использовании различных стратегий бурения [1, 2, 3]. Так в работах Е.К. Юнина и В.К. Хегая [1] рекомендован расчетный метод стратегии бурения с использованием оптимальных зон устойчивого бурения при определенных соотношениях осевой нагрузки P и угловой скорости n вращения бурового инструмента, рассчитанных по диаграммам для различных глубин проходки. При этом диаграммы рассчитываются на основе заранее заданных начальных условий, определяемых параметрами бурильной колонны, породоразрушающим инструментом, свойствами горной породы и не учитывают изменение горных пород при проходке скважины. Иными словами, вся расчетная стратегия бурения может быть нарушена любым случайным явлением, а это приведет к нарушению устойчивости процесса бурения [4].

В работе [2] рекомендовано задавать значение максимальной механической скорости проходки с использованием накопленных опытных данных для данного куста скважин. При этом значения осевой нагрузки P и крутящего момента M измеряются в реальном времени и их значения обрабатываются в специальном вычислительном блоке, который вырабатывает сигнал управления процессом бурения. Метод способен учитывать появление случайных возмущений, но характеризуется наличием больших статических ошибок измерения и имеет низкую точность управления, что способствует увеличению аварийных ситуаций.

А.Е. Сароян [3] проводит детальный анализ динамических свойств бурильной колонны в процессе углубления, доказывает, что без учета динамических свойств построение программных методов управления процессом бурения невозможно. При этом конкретных рекомендаций по изменению динамических свойств бурильной колонны в процессе работы и по управлению не дается.

На основании многолетних теоретических и экспериментальных исследований динамических свойств бурильной колонны проведенных в процессе работы, проведенной авторами, были выработаны и подтверждены некоторые выводы по управлению процессом бурения, основанные на использовании динамических параметров бурения. Например, при роторном бурении скважины, как известно, используются два режимных параметра, связанных с бурильной колонной: частота вращения долота и осевая нагрузка. При этом измерение этих параметров проводится в статическом режиме, т.е. результат измерения определяется как $Y = x \pm \Delta x$, где x - непосредственно статическое значение измеряемой величины; Δx - динамический наброс измеряемой величины, вследствие ступенчатого воздействия внешних факторов.

В установившемся процессе бурения x является постоянной величиной, а $\Delta x = 0$. Другими словами, устойчивый установившийся процесс бурения скважины сопровождается постоянством режимных параметров: частоты вращения бурильной колонны и нагрузке на долото. Но вследствие динамических свойств бурильной колонны [4] получить такой устойчивый, установившийся режим бурения не удается, так как малейшее возмущение приводит к возникновению автоколебаний бурильной колонны. Искусственно скомпенсировать динамический наброс Δx с использованием специальных программ и вычислительных блоков практически не реально, так как неустойчивый объект управления и объект, находящийся на границе устойчивости, не может изменить своих динамических свойств, при приложении внешнего воздействия [5]. Отсюда возникает необходимость выделения динамической составляющей Δx и реализация управления процессом бурения с непосредственным её использованием. Следует учитывать, что программное управление с использованием воздействия Δx применить крайне сложно: во-первых, в связи с отсутствием эффективных способов выделения динамических составляющих измеряемых величин, во-вторых, в связи с управлением объектом со специфическими динамическими свойствами, где требуется текущее отслеживания динамического поведения объекта.

Таким образом, наиболее целесообразным на наш взгляд, является управление процессом бурения с

использованием динамических составляющих параметров бурения. При этом возникает задача в использовании эффективного способа их измерения. Следуя традиционным методам измерения для этих целей могут быть использованы дифференцирующие структуры, позволяющие выделить переменную составляющую из сигнала измерения. Но такие цели, во-первых приводят к ослаблению сигнала; во-вторых не применены в механических системах.

Наиболее целесообразно для этих целей применение измерительных структур с искусственным дифференцированием, так называемых вариационных структур [6]. Операция дифференцирования в таких структурах достигается путем встречно-параллельного включения двух апериодических звеньев (рис. 1) с передаточными функциями:

$$W_1(p)=\frac{K_1}{T_1p+1} \quad \text{и} \quad W_2(p)=\frac{K_2}{T_2p+1}$$

Суммарная передаточная функция при таком включении равна:

$$W_\Sigma(p)=W_1(p)-W_2(p)=\frac{k(T_2-T_1)p}{T_1T_2p^2+(T_1+T_2)p+1}. \quad (1)$$

где $W_1(p)=\frac{k_1}{T_1p+1}$ - передаточная функция первого апериодического звена;

$W_2(p)=\frac{k_2}{T_2p+1}$ - передаточная функция второго апериодического звена;

k_1; k_2 - статические коэффициенты передач звеньев;

T_1; T_2 - постоянные времени звеньев;

$k=k_1=k_2$ - условие согласования звеньев;

p – оператор изображения по Лапласу.

Наличие оператора p в числителе передаточной функции (1) говорит о реализации функции дифференцирования предложенной структурой. В целом эта передаточная функция соответствует передаточной функции реального дифференцирующего звена второго порядка. Следует отметить, что построение вариационной структуры крайне просто и может быть непосредственно введено с помощью несложной программы в контроллер управления.

Следующей задачей управления процессом бурения является задача выбора управляющего воздействия. По результатам анализа наиболее информативным параметром, определяющим динамические процессы при работе бурильной колонны, является параметр крутящего момента и его динамические составляющие [7]. Известно, что величина крутящего момента на валу привода буровой установки определяется соотношением:

$$M=\frac{N\pm\Delta N}{n\pm\Delta n}, \quad (2)$$

где M - значение крутящего момента на валу привода;

N - мощность двигателя привода;

n - угловая скорость вала привода;

ΔN - наброс по мощности;

Δn – изменение угловой скорости вала.

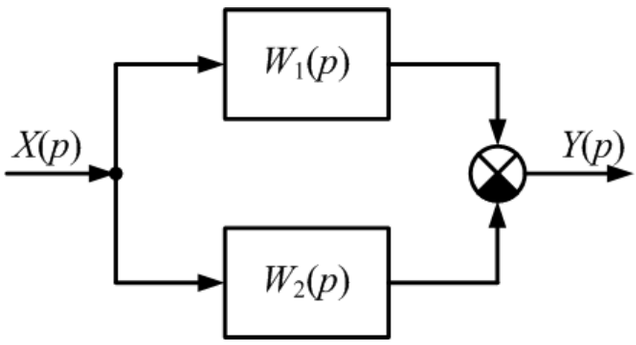


Рис. 1. Встречно-параллельное включение двух апериодических звеньев..

Таким образом, для определения крутящего момента необходимо измерить мощность двигателя привода и угловую скорость вала. При измерении мощности двигателя привода получим:

$$\frac{dN}{dt}=V_N \quad ; \quad (3.3)$$

Соответственно для угловой скорости:

$$\frac{dn}{dt}=V_n \quad ; \quad (3.4)$$

где V_N - скоростные изменения мощности;

V_n - скорость изменения частоты вращения вала.

При проведении операции деления этих параметров получим:

$$V_N/V_n=grad\,M \quad (3.5)$$

Здесь $grad\,M$ является параметром, определяющим скоростные изменения крутящего момента. В установившемся режиме процесса бурения скоростные изменения отсутствуют, т.е. V_N = 0, V_n = 0, $grad\,M$ = 0. При изменении момента сопротивления бурению $V_N \neq 0$; $V_n \neq 0$; $grad\,M$ = 0.

На основании вышесказанного возможно построение структуры управления процессом углубления скважины с использованием рассмотренных динамических составляющих крутящего момента (рис. 2).

Управление осевой нагрузкой бурового инструмента осуществляется в зависимости от скачка потребления мощности двигателя привода. При положительном импульсе dV_N значение осевой нагрузки должно уменьшаться до компенсации этого импульса, при dV_N < 0 необходимо увеличение осевой нагрузки. Аналогичным образом реализуется управление угловой скоростью вала привода ротора.

Составляющая крутящего момента $grad\,M$ может быть использована для комплексного управления, а так же для общей коррекции процесса углубления скважины.

Параметр $grad\,M$ практически определяет динамические процессы при работе бурильной колонны, т.е. позволяет отслеживать динамические изменения, которые возможно корректировать при их появлении.

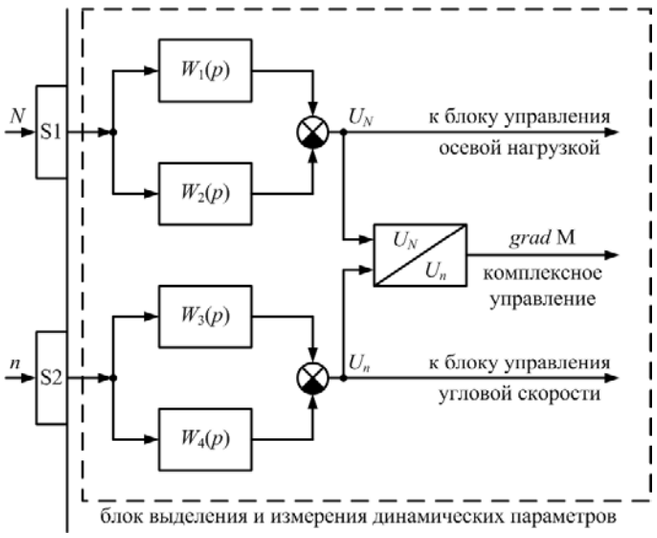


Рис. 2 Схема управления с использованием динамических составляющих крутящего момента.

Выводы

1. Отслеживание и коррекция динамических процессов при работе бурильной колонны возможно с использованием динамических составляющих крутящего момента.
2. Наиболее эффективной структурой выделения и измерения динамических составляющих является вариационная структура, позволяющая реализовать операцию дифференцирования входной величины с усилением сигнала.

S1 – портал входа измерения мощности двигателя привода;
S2 – портал входа измерения углов скорости вращения вала привода;
$W_1(p)$; $W_2(p)$ – передаточные функции вариационной структуры выделения динамической составляющей мощности двигателя привода;
$W_3(p)$; $W_4(p)$ – передаточные функции вариационной структуры выделения динамической составляющей угловой скорости вала привода;
$V_N / V_n = grad\ M$ – блок деления динамических составляющих.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юнин Е.К., Хегай В.К. Динамика глубокого бурения. – М.: Недра, 2004. - с. 42-62, с. 120-142.
2. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П., Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра, 1981. с. 239-292.
3. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. - 263 с.
4. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины, как объект автоматического регулирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - № 12. - с. 13-17.
5. Бесекерский В.А., Попов В.П. Теория систем автоматического управления. СПб: Профессия, 2004. - 752 с.
6. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Способ измерения крутящего момента ротора буровой установки с использованием вариационной структуры // Инженер нефтяник - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014.- № 3. - с. 27-29.
7. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Возможность использования динамических составляющих параметров крутящего момента для управления процессом углубления скважины // Инженер нефтяник М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2014. - № 3. с. 20-22.

REFERENCES

1. Junin E.K., Hegaj V.K Deep drilling dynamics. - M.: Nedra, 2004. - p. 42-62, p p. 120-142.
2. Pogarskij A.A., Chefranov K.A., Shishkin O.P., Deep drilling process optimization - M.: Nedra, 1981. p. 239-292.
3. Sarojan A.E. Theory and practice of drill stream operation - M.: Nedra, 1990. - 263 p.
4. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Drill string while well deepening as an object for autocontrol // Oil and gas well drilling on-shore and off-shore. - M.: «VNIIOJeNG» JSC, 2012. – # 12. – p. 13-17.
5. Besekerskij V.A., Popov V.P. Auto control theory. St. Petersburg: Professija, 2004. - 752 p.
6. Bikov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Measuring method for rotary table torque with the use of variation structures // Oil-Engineer - M: Group IDS Drilling, 2014.- #3. - p. 27-29.
7. Bikov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B., Torque dynamics to control well deepening // Oil-Engineer – M.: Group IDS Drilling – 2014. – #3. - p. 20-22.

ЛИТЕРАТУРА

8. Bikov, I., Zaikin S., Perminov B., Perminov V., Poletaev S., Yagubov Z., The frequency characteristics of the drill string as a management object // DOAJ-Lund Universiti: Koncept: Scientific and Methodological e-magazine. – Lund, №-4, 2014, – URL: //www.doaj.net/2385.

9. Bikov, I., Zaikin S., Perminov B., Perminov V., Poletaev S., Yagubov Z., Investigation of the structural model of the drillstring // DOAJ- Lund Universiti: Koncept: Scientific and Methodological e-magazine. – Lund, №-4, 2014, – URL: // www.doaj.net/2386.

REFERENCES

8. Bikov, I., Zaikin S., Perminov B., Perminov V., Poletaev S., Yagubov Z., The frequency characteristics of the drill string as a management object // DOAJ-Lund Universiti: Koncept: Scientific and Methodological e-magazine. – Lund, №-4, 2014, – URL: //www.doaj.net/2385.

9. Bikov, I., Zaikin S., Perminov B., Perminov V., Poletaev S., Yagubov Z., Investigation of the structural model of the drillstring // DOAJ- Lund Universiti: Koncept: Scientific and Methodological e-magazine. – Lund, №-4, 2014, – URL: // www.doaj.net/2386.

УДК 622.24.051

Анализ технического и технологического оснащения буровых работ для реализации опорного колонкового бурения с целью поиска углеводородного сырья

В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
А.Л. Неверов – канд. техн. наук, доцент;
П.Г. Петенёв - аспирант
(Сибирский федеральный университет)
Д.Д. Каратаев - технолог
(ООО «Норильскгеология»)

В настоящее время деятельность большинства нефтяных компаний по воспроизводству минерально-сырьевой базы можно считать неудовлетворительной. Воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) отставало и продолжает не соответствовать быстро растущей добыче нефти, сократились абсолютные объемы геологоразведочных работ (ГРР), основные приросты запасов осуществляются на разрабатываемых месторождениях, в том числе за счет переоценки коэффициентов извлечения нефти (КИН) на эксплуатируемых месторождениях [1]. В современных условиях наиболее перспективными в этом отношении являются центральные и северные территории Сибирской платформы, в частности, плато Путорана [2]. По данным В.С. Старосельцева только Верхне-Хугдякитское поднятие на площади 2500 км^2 таит в себе общий объём извлекаемых запасов нефти свыше 2,5 млрд. м^3 [3]. Ускоренное открытие крупных и уникальных месторождений здесь возможно только параметрическими скважинами на выявленных геофизическими методами высокоамплитудных положительных структурах большой площади. Именно параметрическими скважинами было открыто большинство месторождений нефти и газа в Восточной Сибири [4]. Поэтому в настоящее время особо острой и актуальной является проблема инновационного развития и повышения эффективности поисков и разведки углеводородов в регионах добычи. По оценкам ИНГГ СО РАН объём поисково-оценочного и разведочного бурения должен возрасти с 1,1 млн. м до не менее 3,5 млн. м.

Территории Сибирской платформы труднодоступные в транспортном отношении и недостаточно изученные для проектирования технологии бурения на глубины до 4500 м. Недостаток информации связан с технологией бурения без отбора керна или с частичным отбором кернового или шламового материала. По данным [5] стоимость

параметрических скважин с учетом транспортных затрат превышает 200 млн. руб. Главными составляющими этой стоимости являются материалы (более 5000 т) и оборудование (около 1000 т) и их транспортировка.

Кринин В.А. (ОАО «Полярная ГРЭ) [6] приводит данные о ещё более высокой стоимости строительства параметрической скважины, которая может составить величину около 1 млрд. руб, а затраты на сейсморазведку сотни млн. рублей на одной площади.

Бесспорно, что стоимость параметрического бурения является главным тормозящим фактором. Причем, стоимость будет тем выше, чем наиболее удалена закладываемая параметрическая скважина. Выход из этой ситуации лежит в изменении подходов к заложению параметрических скважин, в выборе для них альтернативных технологий и конструкций.

Для геологического и петрофизического исследований горных пород необходимо отбирать образцы горных пород в процессе бурения скважины. Для получения достоверной информации вынос керна должен составлять 90–95%, но при бурении глубоких скважин на нефть и газ часто получают менее 50%. Поэтому очевидно, что необходимо использовать технический потенциал и уникальный опыт сооружения геологоразведочных скважин с применением комплексов со съемным керноприёмником, в частности снарядов КССК-76 на глубину до 3000 метров в Норильском промышленном районе. При разработке и принятии мер по раннему обнаружению и предупреждению нефтегазовых выбросов этот комплекс уже сегодня можно было бы использовать для бурения параметрических скважин глубиной 2000–3000 метров. В НПП «Сибироника» разработаны и производятся элементы технологической оснастки для бурильных и обсадных колонн, (пакеры, клапаны, стыковочные устройства, центраторы, калибраторы, опробователи пластов), разработана и освоена с учетом специфики гидродинамики промывки, импульсная технология высоких энергий (технология ГИВЭ) для ликвидации осложнений и повышения несущей способности стенок скважин малого диаметра [5].

В качестве бурового агрегата для выполнения опорного бурения для условий Крайнего Севера для Полярной ГРЭ [6] в ОАО «Алтайгеомаш» создана буровая установка ПБУ-1200Р, которая является одной из наиболее современных отечественных разработок в области бурового машиностроения в продолжение линии буровых агрегатов СКБ-7, СКБ-8. Данная установка для бурения разведочных скважин на глубину до 2000 м выполнена с роторным вращателем с возможностью бесступенчатого регулирования частоты вращения в диапазоне 0-700 об/мин и способна реализовать крутящий момент 1960 Н · м. Агрегат имеет лебедку планетарного типа с тяговым усилием 25 кН. Мощность частотно-регулируемого привода ротора – 110 кВт. Аналогичную мощность привода имеет и лебедка.

Буровая вышка ВРМ-24 высотой 24 м и грузоподъемностью 55 кН, позволяет работать со свечами бурильных труб длиной 18,6 м. Установка оснащена буровыми насосами типа НБ-32 и НБ-160/63, труборазворотом РТ-1200 и лебедкой для подъёма-спуска съёмного кернопрёмника Л-5 и компьютеризированной системой контрольно-измерительных приборов. Данный агрегат является достойным конкурентом зарубежных аналогов, превосходя их по уровню соответствия условиям бурения скважин на северных территориях.

Отличительной особенностью установки ПБУ-1200Р является наличие механизма принудительной подачи бурового снаряда на забой с гидропатроном, что является принципиально новым для установок роторного типа.

В настоящее время поиски богатых медно-никелевых руд на глубоких горизонтах и флангах Талнахского рудного узла (ТРУ) проводятся посредством бурения скважин (глубиной до 2000 м) комплексами со съёмными керноприёмными трубами (КССК) с полным отбором керна в сложных горно-геологических условиях. При бурении скважин основные осложнения возникают при бурении горных пород тунгусской серии разведочнинской свиты и трещиноватых рудных зон.

Анализ исследований, выполненных сотрудниками Ленинградского горного института под руководством Б.Б. Кудряшова и А.М. Яковлева [7] в период с 1974 по 1987 г., показал, что низкая устойчивость стенок скважин связана со специфическим минеральным составом материала, заполняющего трещины рудных зон и слагающих стенки скважин в осадочных толщах. В работе [8] представлены результаты исследований аргиллитов ТРУ методами дифференциально-термического и рентгеноструктурного анализов. Во всех исследуемых образцах присутствуют хлорит, гидрослюда, шамозит и смешано-слойные соединения с содержанием монтмориллонита от 10 до 20 %. Разрушение аргиллитов при взаимодействии с буровыми растворами на водной основе связано с их минеральным составом. Вода проникает в микропоры и микротрещины, способствуя раскрытию трещин, гидратации глинистых минералов с образованием площадок скольжения и как следствие приводит к разрушению. Наличие тектонических зон снижает устойчивость пород вне зависимости от их минерального состава.

При использовании комплекса КССК-76 кольцевой зазор при сооружении скважин составляет 0,003–0,0033 м (с учетом увеличения диаметра скважины на 10%), поэтому для удаления продуктов разрушения горных пород применяются промывочные жидкости с низкими реологическими параметрами.

В табл. 1 представлены расчеты потерь давления при бурении скважины РТ–4 на ТРУ.

Аналитические исследования и практический опыт авторов по исследованию промывочных жидкостей, применяемых при бурении скважин на ТРУ показал, что низкие реологические параметры не обеспечивают удержание шлама во взвешенном состоянии, что способствует накоплению и как следствие к повышению давления и дифференциальным прихватам бурильной колонны. При бурении по глиносодержащим горным породам такие растворы не обеспечивают устойчивости стенок скважин. Для проведения каротажных работ в открытом стволе необходимо, чтобы ствол скважины был устойчивым. Для решения этой задачи необходимо применение псевдопластичных растворов с параметрами $n = 0{,}3–0{,}5$, $K \geq 0{,}5–0{,}8$ мПа · с $СНС \geq 2–3$ Па, низкой фильтрацией 4–5 см³ за 30 мин. В лаборатории промывочных жидкостей института нефти и газа СФУ авторами были разработаны рецептуры растворов для бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях Талнахского рудного узла.

В табл.2 представлены расчетные значения потерь давления полимерных растворов.

Анализ представленных результатов расчёта показывает, что применение полимерных растворов с

Таблица 1. Гидравлические потери давления при бурении комплексами КССК-76 (частота вращения бурильной колонны 500 мин$^{-1}$, кольцевой зазор 3 мм, глубина скважины 1500 м, n = 0,5225; K = 0,087 мПа · с; СНС$_{1/10}$ = 0/0; ρ = 1060 кг/м^3).

Расход, л/мин	Перепад давления, МПа кольцевой зазор	Перепад давления, МПа труба	Перепад давления, МПа коронка + керноприёмник	Перепад давления, МПа
20	2,9	0,037	0,04	2,977
30	3,9	0,046	0,06	4
40	4,7	0,054	0,07	4,83
50	5,4	0,06	0,085	5,545

Примечание: параметры раствора измерялись на приборе ВСН-3 в лаборатории промывочных жидкостей ООО «Норильскгеология».

Таблица 2. Расчетные значения потерь давления полимерных растворов с добавками 100мл / 1000 мл раствора жидкого стекла (ρ = 1,35 г/см^3) при расходе раствора 30 л/мин и частоте вращения бурильной колонны 500 об/мин.

Химические реагенты, масс. %		Реологические параметры степенной модели ($\tau = K\gamma^n$)		Потери давления, Па/м					
				Кольцевой зазор, мм					
Гаммаксан	ПАЦ-LV	n	K, мПа · с	3	4	5	7	9	11,5
0,2	1,0	0,65	0,25	19265	9479	5403	2264	1161	597
0,3	1,0	0,57	0,50	21609	11049	6479	2825	1490	787
0,4	0,5	0,45	0,83	14946	8097	4957	2301	1269	701
0,5	0,5	0,42	1,42	20505	11271	6977	3291	1839	1027

данными реологическими параметрами возможно при увеличении кольцевого зазора при бурении скважин комплексами КССК. Это можно осуществить за счёт увеличения (разбуривания) расчетного участка скважины до диаметра 93 мм или разработкой породоразрушающего инструмента с номинальным диаметром 80–82 мм. Применение комплексов КССК-95, разработанных в СКБ «Союзгеотехника» именно для проходки опорных скважин при поиске углеводородов, позволяет бурить скважины глубиной до 4500 метров с применением растворов с необходимыми реологическими, фильтрационными и плотностными характеристиками (кольцевой зазор при бурении КССК-95 составляет 7,5 мм) [9].

Основные требования к буровым коронкам определяются особыми условиями бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, с применением относительно вязких и плотных буровых растворов. В данном случае крайне важными являются определенные увеличенные радиальные зазоры и зазоры между керном и коронкой, а также способность коронок к снижению искривления ствола скважины. Разработка коронок, отвечающих указанным требованиям, выполняется в ТулНИИГП [9].

В СФУ в содружестве с ТулНИИГП разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент №148333) [10], которую следует рассматривать как модель, на основе которой может быть создан перспективный буровой инструмент удовлетворяющий требованиям бурения глубоких опорных скважин.

Матрица предлагаемой опытной коронки (рис. 1) состоит из узких 1 и широких 2 промывочных пазов и алмазосодержащих секторов 3 и 4. Промывочные пазы 1 выполнены одного стандартного размера, являются более узкими, а промывочные пазы 2 выполнены более широкими, чем промывочные пазы 1. Ширина промывочных пазов 2 может быть различна в разных моделях коронки, но неизменно бульшей, чем ширина промывочных пазов 1. При этом пазы 2 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, а это достигается тем, что число секторов 3 и 4 по обе стороны от промывочных пазов 2 различно. Например, с одной стороны от широких промывочных пазов 2 секторов 3 восемь, а с другой секторов 4 всего два. При этом алмазосодержащие сектора 4 имеют более высокую твердость, чем алмазосодержащие сектора 3,

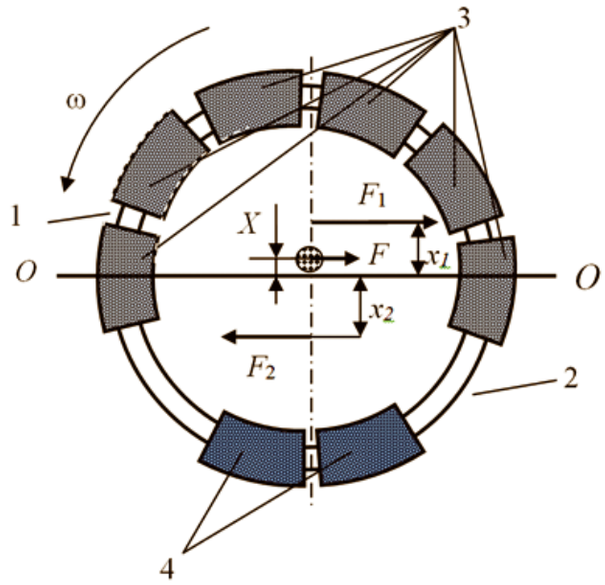


Рис. 1. Схема торца опытной коронки с распределением усилий резания-скалывания породы:
X, x_1, x_2 – расстояния от центральной оси O-O до центров тяжести торца матрицы и половинок торца матрицы;
F, F_1, F_2 – усилия резания-скалывания породы: результиру-ющее и соответственно для частей торца матрицы по обе стороны от центральной оси O-O;
ω – направление вращения коронки.

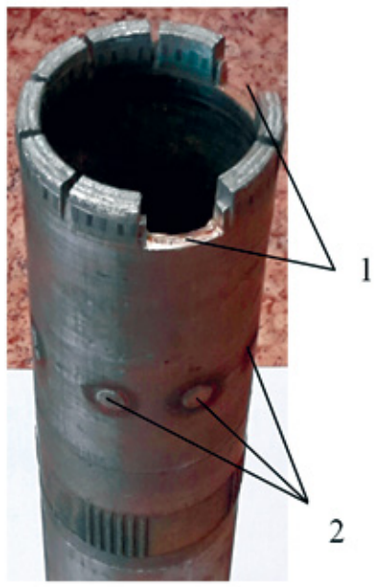


Рис. 2. Опытная коронка КИТ:
1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов;
2 – наплавки для наблюдения за механизмом движения коронки при бурении.

причём твердость секторов 4 определяется соотношением $S_б/S_м$, где $S_б$ – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными пазами 1, а $S_м$ – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными пазами 2.

Опытная коронка с измененной формой торца работает следующим образом.

При бурении, когда алмазная коронка воспринимает действие осевого усилия, алмазы секторов матрицы 3 и 4 внедряются в горную породу. Поскольку в матрице имеется два широких промывочных паза 2, расположенных с одной стороны от торца матрицы, то торец матрицы имеет смещенный центр, что приводит к большему нагружению секторов 4, в сравнении с секторами 3. При этом сектора 4 исключают перекос коронки до тех пор, пока эти сектора 4 не получат опережающего, в сравнении с секторами 3, износа. Именно с этой целью сектора 4 следует изготавливать более твёрдыми. Эксцентриситет торца матрицы обеспечивает вращение коронки вокруг оси скважины и исключает режим вращения с ориентированным перекосом коронки, при котором может происходить максимальное искривление ствола скважины.

Ориентированный перекос торца коронки, вызванный изгибом колонкового снаряда и действием дестабилизирующих сил и моментов сил, исключается при бурении предлагаемой коронкой следующим образом.

Торец коронки (рис. 1) можно разделить на две части вдоль осевой линии O-O. Одна половина торца оснащена узкими стандартными промывочными пазами 1, которыми разделены сектора 3. Поскольку алмазы в секторах 3 распределены равномерно, то при бурении, когда на коронку оказывает действие осевое усилие и коронка вращается слева направо, равнодействующая F_1 единичных сил резания-скалывания породы этой частью торца можно поместить в виде вектора в центре тяжести половины кольца матрицы. Равнодействующая сил резания-скалывания породы на второй половине торца коронки F_2 также может быть направлена из центра тяжести этой половины торца. При этом очевидно, что $F_1 > F_2$ поскольку за счет наличия двух широких промывочных пазов 2 число алмазных резцов на этой половине торца коронки существенно меньше, чем на противоположной половине торца. В результате разность усилий резания приведет к появлению равнодействующей $F = F_1 – F_2$. Усилие F на схеме (рис. 2) будет располагаться в центре тяжести торца коронки и ориентировано в сторону большей силы F_1. Центр тяжести торца коронки при вращении инструмента при бурении становится мгновенным центром вращения, что задает некоторые особенности динамики бурового инструмента, существенно влияющие на процесс формирования ствола скважины: вследствие прижатия коронки к стенке скважины возможны фрезерование стенки и керна и соответственно локальный износ самой коронки.

Экспериментальное исследование буримости долерита (твердость рш в сухом состоянии – 3156 МПа; в присутствии в зоне контакта индентора и породы: воды – 2831 МПа, в присутствии в зоне контакта индентора и породы эмульсии – 2438 МПа) стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками выполнено в соответствии с

планом полного факторного эксперимента типа $N = 2^k$, где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число учитываемых при эксперименте факторов. В качестве откликов были замерены:

- механическая скорость бурения $v_м$, м/ч;
- углубление за один оборот $h_{об}$, мм/об;
- энергоемкость бурения $N/v_м$, кВт ч/м;
- мощность на бурение N, кВт;
- диаметр керна $d_к$, мм;
- угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины, Δ, град.

В качестве влияющих на процесс бурения факторов приняты осевая нагрузка $P_{ос}$, даН, которая устанавливалась равной 1000 и 1400 даН и частота вращения ω, мин$^{-1}$ – 435 и 710 мин$^{-1}$.

В результате обработки данных получены следующие эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ с применением в качестве очистного агента воды:

$$v_м = 11{,}08 + 1{,}36\,P_{ос} + 2{,}54\,\omega + 0{,}32\,P_{ос}\,\omega;$$

$$h_{об} = 0{,}32 + 0{,}04\,P_{ос} - 0{,}004\,\omega - 0{,}0002\,P_{ос}\,\omega;$$

$$N/v_м = 1{,}02 - 0{,}025\,P_{ос} - 0{,}13\,\omega - 0{,}01\,P_{ос}\,\omega,$$

где $P_{ос}$, ω – значения параметров режима бурения (факторов) в закодированном выражении (-1 – для минимальных, +1 – для максимальных значений параметров факторов – $P_{ос}$ и ω, в установленных планом эксперимента значениях).

При бурении коронкой КНТ с применением эмульсии получены несколько иные модели:

$$v_м = 11{,}6 + 1{,}99\,P_{ос} + 2{,}5\,\omega + 0{,}57\,P_{ос}\,\omega;$$

$$h_{об} = 0{,}34 + 0{,}057\,P_{ос} - 0{,}009\,\omega - 0{,}0003\,P_{ос}\,\omega;$$

$$N/v_м = 1{,}0 - 0{,}0635\,P_{ос} - 0{,}0735\,\omega - 0{,}012\,P_{ос}\,\omega.$$

Анализ полученных данных показал, что достигается очень высокая механическая скорость бурения коронкой КНТ (более 15 м/ч), которая возрастает при применении эмульсии. На формирование скорости бурения оказывает более высокое влияние частота вращения, что вполне характерно для бурения алмазным буровым инструментом. Соответственно достигается высокое углубление инструмента за один оборот, которое выше при бурении с применением эмульсии. Повышение осевой нагрузки приводит к росту углубления за один оборот, а рост частоты вращения без повышения осевой нагрузки – к снижению углубления за оборот коронки на забое. Модель энергоемкости разрушения показывает, что с повышением параметров режима бурения достигается столь высокая механическая скорость, а энергоемкость бурения снижается, достигая минимальных значений именно при максимальных параметрах режима бурения.

После проведения эксперимента с коронкой КНТ, у данной коронки было удалено два рабочих алмазосодержащих сектора (рис. 2) и осуществлено бурение долерита при использовании тех же параметров режима. В результате получены следующие эмпирические модели при использовании в качестве очистного агента воды:

$$v_м = 12{,}08 + 2{,}12\,P_{ос} + 2{,}49\,\omega + 0{,}45\,P_{ос}\,\omega;$$

$$h_{об} = 0{,}355 + 0{,}062\,P_{ос} - 0{,}013\,\omega - 0{,}002\,P_{ос}\,\omega;$$

$$N/v_м = 1{,}0 - 0{,}083\,P_{ос} - 0{,}1\,\omega + 0{,}012\,P_{ос}\,\omega.$$

При бурении с применением эмульсии получены иные модели:

$$v_м = 12{,}32 + 2{,}48\,P_{ос} + 2{,}54\,\omega + 0{,}66\,P_{ос}\,\omega;$$

$$h_{об} = 0{,}36 + 0{,}072\,P_{ос} - 0{,}013\,\omega - 0{,}0021\,P_{ос}\,\omega;$$

$$N/v_м = 1{,}0 - 0{,}078\,P_{ос} - 0{,}103\,\omega + 0{,}003\,P_{ос}\,\omega.$$

В целом характер работы алмазной коронки после удаления секторов 1 (рис. 2) не изменился. Механическая скорость бурения увеличилась, повысилось углубление за один оборот коронки на забое, энергоёмкость изменилась незначительно, что указывает на такие условия бурения, которые не приведут к снижению ресурса бурового инструмента.

Обработка данных по затратам мощности на бурение и энергоёмкости бурения показало, что рост мощности на бурение наблюдается при переходе от воды к эмульсии, при этом при бурении опытной коронки наблюдается рост затрат мощности на 2,2%, но энергоемкость бурения снижается вследствие роста механической скорости бурения. Отмечено также некоторое уменьшение диаметра буримого керна, что указывает на особый механизм работы опытной коронки.

С целью уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ проведены наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки. В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при изменении параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны 8 наплавок методом сварки размером примерно 1,5 × 1,5 см (см. рис. 2, позиция 2). Наплавки выступали за пределы корпуса коронки на величину не большую, чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта матрицы и корпуса коронки КИТ со стенкой скважины наблюдается со стороны удаленных секторов матрицы. При этом, если при минимальных значениях осевого усилия и частоты вращения (режим 1) точка прилегания коронки совпадает с наплавкой (контрольная точка) №1, то по мере повышения частоты вращения и осевого усилия точка контакта перемещается по направлению вращения коронки от направки №1 к наплавке №8 и далее к наплавкам №7 и №6 (см. рис. 3).

Обработка данных эксперимента по изучению влияния параметров режима бурения на перемещение точки контакта осуществлена с использованием полного факторного эксперимента, аналогичного при исследовании буримости долерита базовой и опытной коронками. В качестве отклика принят угол Δ смещения пятна контакта. За начало отсчета угла Δ принято положение наплавки №2, которое совпадает с краем первого по направлению вращения широкого промывочного канала (рис. 3). В результате обработки данных получена модель зависимости угла смещения контакта матрицы и корпуса коронки в от параметров режима бурения.

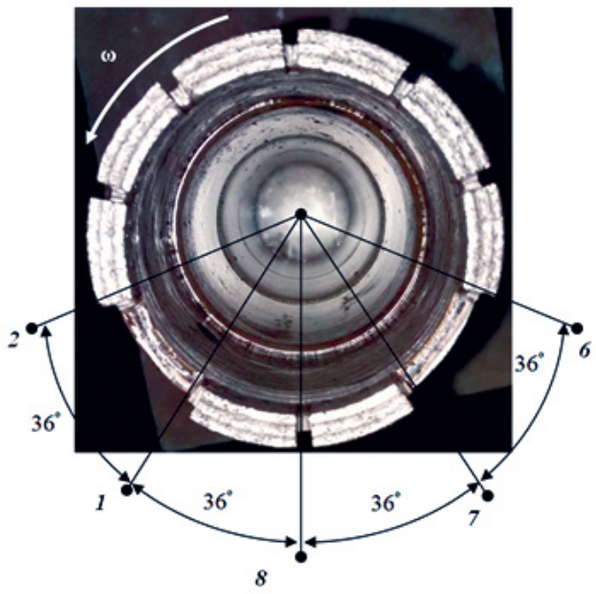


Рис. 3. Торцевая часть опытной коронки КИТ:
1, 2, 6, 7, 8 – номера наплавок на корпусе коронки, получившие максимальный износ в процессе эксперимента;
ω – направление вращения коронки при бурении.

Полученная модель имеет следующий вид

$$\Delta = 81{,}5 + 13{,}5\,P_{oc} + 28{,}5\,\omega - 3{,}5P_{oc}\,\omega\,.$$

Эмпирическая модель указывает на то, что влияние частоты вращения на смещение пятна контакта более чем в два раза значительнее в сравнении с влиянием осевого усилия. При этом полученный результат указывает, прежде всего, на повышение дисбаланса сил сопротивления резанию-скалыванию породы резцами буровой коронки КИТ, что приводит к повышению силы прижатия матрицы и корпуса коронки к стенке скважины и на проворот коронки под действием изменяющихся внешних сил резания-скалывания породы и прижатия к стенке скважины.

Опытные работы показали, что коронка и без усиления алмазосодержащих секторов 4 (рис. 1) показывает высокую работоспособность, а результаты испытаний позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки. При этом выявлен механизм работы опытной коронки и в целом подтверждены результаты теоретического анализа.

Результаты испытаний опытной коронки позволяют провести усовершенствование конструкции данного бурового инструмента и предложить новые технические решения, которые бы отвечали следующим требованиям:

- дополнительная защита от изнашивания именно тех элементов коронки, которые испытывают наиболее значительные нагрузки при бурении:
- необходимо применить элементы, устраняющие повышенное фрезерование керна и стенки скважины;
- для бурения мягких горных пород и пород средней твердости целесообразно рассмотреть подобную конструкцию коронки с резцами типа PDC;
- рассмотреть конструкцию коронки с увеличенным наружным диаметром рабочего торца для увеличения радиального зазора.

Последнее решение, крайне важное для снижения гидравлических сопротивлений при бурении вязкими растворами, ставит задачу создания стабилизирующих буровых компоновок, способных устранить искривление скважин при повышенных, в сравнении с обычным бурением, радиальных зазорах, что приведет к повышенному прогибу колонкового набора и бурильных труб. Повышенная деформация колонкового набора нежелательна также в связи с ухудшением условий сохранения керна в керноприёмной трубе, так как при изгибе набора керноприёмная труба может вращаться, вызывая дополнительное разрушение керна.

Анализ производственных исследований при бурении глубоких скважин комплексами КССК позволяет определить основные направления исследований.

1. Аналитические гидродинамические исследования позволят разработать рациональные конструкцию, тип и профиль породоразрушающего инструмента для бурения глубоких скважин комплексами КССК; определить рациональные реологические параметры промывочных жидкостей; разработать очистное оборудование с учетом гранулометрического состава разрушенной горной породы;

2. Физико-химические исследования буровых растворов с наработанной твердой фазой при бурении алмазным породоразрушающим инструментом позволят получать естественные буровые растворы, стабилизированные полимерными реагентами. Это позволит сократить расход глинопорошка.

3. Бурение параметрических скважин осуществляется в осадочных горных породах, поэтому необходимо разработать породоразрушающий инструмент типа PDC для комплексов КССК-76, 95. Это позволит повысить производительность и как следствие снизить себестоимость бурения.

4. При создании бурового инструмента отвечающего основным требованиям бурения опорных скважин может использоваться разработка инструмента типа КИТ, которая отвечая условиям производительного бурения вязкими буровыми растворами, и может выполнять функцию инструмента, стабилизирующего направление скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа // Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», 2014. - № 4. – с. 61–73.

2. Кринин В.А. Приоритетные направления интенсивного наращивания углеводородного потенциала Красноярского края // Разведка и охрана недр. М.: ФГУП «ВНИИ минерального сырья», - 2004. - №6. - с. 18–21.

3. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Перспективы обнаружения крупных скоплений углеводородов на северо-западе Сибиркой платформы // В сб.: Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. — М.: Геоинформмарк, 2004. – 69 с.

4. Ларкин В.Н. Основные критерии ускоренного поиска крупных месторождений нефти и газа / В сб.: Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. — М.: Геоинформмарк, 2004. – 69 с.

5. Нечепуренко А.Е., Новиков А.Д. Черныш В.Ф. Бурение скважин предельно малого диаметра как ускоренный метод открытия крупных месторождений УВ // Разведка и охрана недр. – М.: ФГУП «ВНИИ минерального сырья», 2006. - № 1. - с. 47–50.

6. Кринин В. А. Опорное колонковое бурение – метод опережающего изучения недр новых территорий // Природные ресурсы Красноярского края, 2014 – № 2. – с. 29–31.

7. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.

8. Неверов А.Л., Рожков В.П., Самородский П.Н., Каратаев Д.Д., Неверов А.А. Исследование и разработка промывочных жидкостей для бурения комплексами КССК на Талнахском рудном узле // Известия сибирского отделения секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014 – № 3(46). – с. 61–73.

9. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный инструмент для бурения направленных и многоствольных скважин. – Тула: изд-во ЗАО «Гриф и Ко», 2007. - 176 с.

10. Спирин В.И., Будюков Ю.Е., Нескоромных В.В. и др. Алмазная буровая коронка (патент на полезную модель) №148333, опубликовано 10.12.2014 г.

REFERENCES

1. Jeder L.V., Filimonova I.V., Provornaja I.V., Nemov V.Ju. Oil and gas recovering innovations: development problems.// Burenie i neft'. M.: “Burneft” LLC, 2014. – #4. – p. 61–73.

2. Krinin V.A. Promising trends of hydrocarbon potential build-up of Krasnoyarsk region // Razvedka i ohrana nedr M.: Federal State Unitary Enterprise VNII mineral'nogo syr'ja- 2004. - #6. - p. 18–21.

3. Starosel'cev V.S., Divina T.A. Prospects for large hydrocarbon resources of North-West of Siberian platform // Transaction Prospects for large and unique oil and gas resources. — M.: Geoinformmark, 2004. – 69 p.

4. Larkin V.N. A crucial criterion of advanced search for large and unique oil and gas resources // Transaction Prospects for large and unique oil and gas resources. — M.: Geoinformmark, 2004. – 69 p.

5. Nechepurenko A.E., Novikov A.D., Chernysh V.F. Slim holes as shortcuts to discovery of large hydrocarbon deposits // Razvedka i ohrana nedr M.: Federal State Unitary Enterprise VNII mineral'nogo syr'ja, 2006. - #1. - p. 47–50.

6. Krinin V.A. Stratigraphic core drilling as a method of new territory investigations // Natural resources of Krasnoyarsk Territory, 2014 – #2. – p. 29–31.

7. Kudrjashov B.B., Jakovlev A.M. Drilling under abnormal operating conditions. Manual for graduate students – M.: Nedra, 1987. – 269 p.

8. Neverov A.L., Rozhkov V.P., Samorodskij P.N., Karataev D.D., Neverov A.A. Research and development works to compose circulating fluids for KCCK drilling complex for Talnah ore cluster // News of Siberian geosciences branch, Russian Academy of Natural Sciences. Ore deposits, geology and exploration. Irkutsk: IrGTU, 2014 – # 3(46). – p. 61–73.

9. Budjukov Ju.E., Vlasjuk V.I., Spirin V.I. Diamond tool to drill directional and multilateral wells – Tula: “Grif i Ko publishers” JSC, 2007. - 176 p.

10. Spirin V.I., Budjukov Ju.E., Neskoromnyh V.V. et al. Diamond core bit (useful model patent) №148333, published 10.12.2014.

УДК 622.24.051.7

Исследование зависимости скорости разведочного бурения от способа извлечения керна, типа подъемника буровой установки и надежности бурового инструмента

Л.А. Лачинян – доктор техн. наук, профессор, советник
А.К.Медведев – генеральный директор
(ОАО «Завод бурового оборудования)

1. Общие положения.

На сегодняшний день в России применяются, в основном, два вида разведочного колонкового бурения, отличающиеся способом извлечения керна на поверхность. Первый вид - это обычный традиционный способ посредством подъёма бурильной колонны вместе с колонковым снарядом, наполненным керном (далее традиционный способ бурения), и второй - с использованием съёмной, извлекаемой на канате, внутренней керноприемной трубы (далее бурение со съёмным керноприёмником). Общепризнано, что второй вид обладает несомненными преимуществами, поскольку обеспечивает значительную экономию времени, энергоресурсов и трудозатрат благодаря тому, что число спуско-подъёмов бурильной колонны резко снижается.

Однако, несмотря на многочисленные публикации по алмазному бурению с использованием съёмного керноприёмника, фактические данные о скорости и трудоёмкости его в сравнении с традиционным алмазным бурением, в литературных источниках практически отсутствуют. Вместе с тем скорость его зависит от значительно большего числа факторов, чем традиционный способ бурения. Существует убеждение, что главным из них является ресурс буровой коронки, т.е. считается, что достаточно создать такую коронку, ресурс которой, по крайней мере, превышал бы заданную глубину скважины, чтобы обеспечить практически максимально возможную скорость в данных условиях бурения.

Поэтому мало уделяется внимания таким факторам, которые связаны с безотказностью бурильной колонны и элементов бурового снаряда, обеспечивающих наполнение керноприёмной трубы керном, отсоединение от колонкового снаряда и доставку ее тросом специальной лебедки на поверхность. А также возвращение её в рабочее положение с выполнением тех же операций в обратной последовательности.

Почти повсеместно в геологоразведочном бурении вместо буровых установок, оснащенных лебёдочным подъёмником, стали применять установки с подвижным вращателем. Или установки, оснащенные одновременно и подвижным вращателем и буровой лебедкой.

Длина бурильной свечи сократилась с 12-18 м до 3-6 м. Вместо полуавтоматического элеватора с вертикальной постановкой свечей в пакеты на подсвечник, преимущественно используется давно забытый способ выноса свечей с укладкой их на стеллаж в горизонтальном положении. Уменьшение длины свечи в 3-4 раза и изменение технологии спуско-подъёмных операций с бурильной колонной не могло не сказаться на скорости бурения и трудоёмкости обслуживающего персонала.

Таким образом, назрела необходимость оценки взаимосвязи перечисленных факторов со скоростью и трудоёмкостью разведочного бурения, чтобы обеспечить наиболее эффективное сочетание бурового инструмента, оборудования и технологий, а также их дальнейшее целенаправленное совершенствование. Наиболее объективным показателем эффективности разведочного, и в частности алмазного, бурения является рейсовая скорость, учитывающая затраты времени непосредственно на процесс разрушения породы на забое скважины и время на спуско-подъёмные операции с бурильной колонной и съёмным керноприёмником.

Одним из важных показателей подъёмников буровых установок при прочих равных условиях является мощность, затрачиваемая на проведение спуско-подъёмных операций. Поэтому, прежде всего, уделим внимание этому показателю.

2. Мощность, затрачиваемая на спуско-подъёмные операции.

Количество бурильных свечей, поднимаемых на заданной скорости, определяется следующей зависимостью [1]:

$$\eta_{СВ} = \frac{102 \cdot N_{ДВ} \cdot \eta \cdot \lambda}{\vartheta \cdot \beta \cdot q \cdot l_{СВ}} \qquad (1)$$

где $N_{ДВ}$ – мощность двигателя, кВт;
η – к.п.д. всех передач от привода до рабочего органа (0,8);

λ – коэффициент допускаемой перегрузки двигателя (1,2);
ϑ - скорость подъема бурильной колонны, м/с;
β – коэффициент сопротивления в скважине при подъеме колонны (1,1);
q – масса одного метра бурильной колонны, кг/м;
l_{CB} – длина свечи, м

Согласно литературным источникам механический к.п.д. равен 0,8. В работе [2] общий к.п.д. гидропривода определяется произведением гидравлического, механического и объёмного к.п.д., причем для оптимально разработанной гидросистемы общий (полный) к.п.д. должен находиться в пределах от 0,6 до 0,8. Принимаем для сравниваемых подъемников к.п.д. = 0,8.

Коэффициент допускаемой перегрузки для электродвигателя находится в пределах 1,1-1,3 [3]. Принимаем для обоих видов подъемников его значение равное 1,2.

Скорость подъема бурильной колонны при малых значениях длины свечи ограничена. Практикой установлено, что при длине свечи, равной 6 м, она не может быть выше 1,5 м/с, так как в случае превышения этой скорости машинист буровой установки не успевает следить за ходом процесса [4].

2.1. Лебедка.

В табл. 1 представлены средние значения скорости подъёма лебедкой колонны, состоящей из бурильных труб размера N (69,9 мм) системы WL при различных вариантах использовании скоростей подъёма лебедки бурового станка ЗИФ-650М при 2-х струнной талевой оснастке. По массе эти трубы (q = 7,8 кг/м) практически одинаковы с трубами ТБСУ 63,5 × 4,5.

Подъём осуществляется с глубины скважины, равной 500 м, при длине свечи 6 м. Мощность двигателя 30 кВт. Количество свечей в колонне 83 шт. По формуле (1) определялось количество свечей, которое может быть поднято на каждой скорости лебедки. Затем количество свечей, поднимаемое на каждой скорости, умножалось на величину этой скорости, полученные произведения складывались, и их сумма делилась на количество свечей, т.е. находилась средневзвешенная скорость подъёма.

Поскольку в принятых условиях свеча имеет длину 6 м, первый самый выгодный вариант подъема колонны (см. табл.1) не может быть применен, так как здесь использованы скорости лебедки, превышающие 1,5 м/с. Поэтому в данных условиях применим второй вариант подъёма. В этом случае использованы II–V скорости и средневзвешенная составляет 1,08 м/с. Последующие два варианта подъёма приводят к снижению этой скорости до 0,9 и 0,7 м/с и, следовательно, они невыгодны.

2.2. Подвижный вращатель.

Рассмотренный принцип рационального применения скоростей подъёма, заключающийся в том, что при заданной мощности привода они растут по мере уменьшения массы колонны, еще с большим эффектом реализуется подвижным вращателем с гидроприводом. Но здесь, наоборот, в случае заданной постоянной скорости движения вращателя пропорционально изменяются затраты мощности. И в целом за счет не дискретного, а плавного изменения мощности, общий расход её должен быть меньше, чем в случае применения лебедки.

Действительно, преобразовав формулу (1), можно рассчитать затраты мощности на подъём колонны подвижным вращателем с постоянной скоростью, равной 1,08 м/с, которая получена для лебедочного подъемника. Максимум этой мощности (47,3 кВт) получим в начале подъема, когда в колонне 83 свечи и минимум в конце подъема (0,57 кВт), когда в ней остается одна свеча, а в среднем расходуемая мощность на подъём колонны подвижным вращателем составит 24 кВт, что на 20% меньше, чем лебедочным.

Таким образом, с точки зрения затрат мощности на спуско-подъёмные операции установка с подвижным вращателем более экономична.

3. Влияние на рейсовую скорость бурения типа подъемника, технологии процесса спуско-подъёма бурильной колонны и способа извлечения керна на поверхность.

3.1. Исходные данные.

Обработка хронометражных наблюдений и анализ большого объёма технико-эксплуатационных статистических данных бурения как традиционного, так и с применением съёмного керноприёмника в период существования СССР [4, 5, 6], позволили выявить основные факторы, определяющие затраты времени на спуско-подъёмные операции бурильной колонны и съемного керноприёмника.

Основные параметры, характеризующие эти факторы для лебедочного подъемника и подвижного вращателя, приведены в табл. 2.

При лебедочном подъёмнике используется полуавтоматический элеватор МЗ-50-80, а технология спуско-подъёма

Таблица 1. Средние значения скорости подъема лебедкой бурильной колонны.

Варианты подъема	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	Всего свечей	Средне-взвешенная скорость, м/с	Затрачиваемая мощность, кВт
	0,35	0,48	0,75	1,02	1,36	1,85	2,3	3,12			
1	-	7	20	14	11	6	7	18	83	1,58	30
2	-	7	20	14	42	-	-	-	83	1,08	30
3	-	7	20	56	-	-	-	-	83	0,91	30
4	-	7	76	-	-	-	-	-	83	0,73	30

Таблица 2. Основные параметры для лебедочного подъемника и подвижного вращателя.

Параметры, определяющие затраты времени на спуско-подъёмные операции	Значения параметров по типам подъемников	
	Лебедка	Подвижный вращатель
1.Время спуско-подъёма одной свечи бурильной колонны с глубины $L_{СКВ}$, $t_{СВ}$, мин:		
1.1. Буровой лебедкой станка ЗИФ-650М при 2-х струнной оснастке, $L_{СКВ}$ = 500 м, $l_{СВ}$ = 6 м. Затраты мощности на подъем 30 кВт при ступенчатом изменении скоростей подъема.	1,28	-
1.2. Буровой лебедкой станка ЗИФ-1200МР при 4-х струнной оснастке, $L_{СКВ}$ = 1200 м, $l_{СВ}$ = 18 м. Затраты мощности на подъем 43 кВт при ступенчатом изменении скоростей.	2,24	-
1.3. Подвижным вращателем, $L_{СКВ}$ = 500 и 1200 м, $l_{СВ}$ = 6 м. Затраты мощности на подъем 24 и 36 кВт соответственно для глубин 500 и 1200 м при постоянной скорости спуско-подъёма 0,34 м/с.	-	2,33
1.4. То же при $l_{СВ}$ = 3 м.	-	1,51
2. Время вспомогательных операций, сопутствующих каждому рейсу спуско-подъёма бурильной колонны и не зависящее от глубины скважины $t_{ВСП}$, мин	23,62	17,06
3. Время одного спуско-подъёма съёмного керноприёмника, включая операции, не зависящие от глубины скважины $t_{КРП}$, мин:		
3.1. Для скважин глубиной 500 м	40,42	40,42
3.2. Для скважин глубиной 1200 м	92,60	92,60
4. Проходка между рейсами спуско-подъёма съемного керноприёмника $h_{КРП}$, м	2,5	2,5
5. Проходка между рейсами спуско-подъёма бурильной колонны $h_{БК}$, м:		
5.1. При традиционном бурении	5,5	5,5
5.2. При бурении со съемным керноприёмником	37,5	37,5
6. Время операций, включая, помимо спуско-подъёма бурильной колонны и керноприёмника, вспомогательные операции, не зависящие от глубины скважины на метр бурения t, ч/м:		
6.1. При традиционном бурении:		
$L_{СКВ}$ = 500 м, $l_{СВ}$ = 6 м	0,23	0,32
$L_{СКВ}$ = 1200 м	0,30; $l_{СВ}$ = 18 м	0,70; $l_{СВ}$ = 6 м
6.2. При бурении со съемным керноприёмником		
$L_{СКВ}$ = 500 м, $l_{СВ}$ = 6 м	0,16	0,18
$L_{СКВ}$ = 1200 м	0,37; $l_{СВ}$ = 18м	0,41; $l_{СВ}$ = 6 м

предусматривает размещение свечей в вертикальном положении на подсвечнике.

При спуске колонны элеватор надевают на свечу и перемещают лебедкой к её верхнему концу, где элеватор подхватывает свечу под наголовник. При подъёме помощник машиниста буровой установки перемещает нижний конец отсоединённой свечи, удерживаемой лебедкой, к подсвечнику, где она и устанавливается. Затем, в момент автоматического отсоединения элеватора от свечи помощник машиниста буровой установки толчком принуждает перемещение его верхнего конца за упорный крюк, установленный на мачте.

При использовании в качестве подъёмника бурильной колонны подвижного вращателя принят технологический процесс, при котором бурильные свечи укладываются в горизонтальном положении на стеллаже.

Согласно хронометражным наблюдениям [3] в этом случае время на перемещение свечи от стеллажа к устью скважины или в обратном направлении составляет около 15 с. При этом нижний конец свечи, удерживается помощником буровой установки вручную, как при переносе её на стеллаж, так и обратно к устью скважины.

Подвижный вращатель снабжен гидрозахватом, обеспечивающим удержание колонны при спуске и подъеме, захват бурильных свечей, свинчивание и отвинчивание их от колонны. Скорость спуска и подъёма колонны принята постоянной и равной 0,34 м/с. Она характерна для большинства созданных для бурения со съёмным керноприёмником современных буровых установок с подвижным вращателем, приводимым в движение гидроцилиндрами (0,3-0,4 м/с).

Затраты времени на остальные операции приняты аналогичными операциям, выполняемым лебедкой

или известными буровыми установками с подвижным вращателем. Следует отметить, что норма массы перемещаемого груза единовременно одним человеком в течение рабочей смены при чередовании с другой работой не должна превышать 30 кг. При использовании бурильных труб размера N (7,8 кг/м) длина свечи не может быть больше 3,8 м.

Следовательно, в качестве свечи в данном случае может быть использована труба стандартной длины 3 м (7,8×3 = 23,4 кг). Что касается свечей из труб большего диаметра (H и P), то работа с ними вручную исключена. Здесь необходимо использовать малую механизацию, например, откатную тележку, на которую устанавливается нижний конец трубы.

3.2. Рейсовая скорость.

Рейсовая скорость бурения определяется из следующего выражения

$$\vartheta_P = \frac{\vartheta_M}{\vartheta_M \cdot t + 1} \qquad (4.2)$$

где $\vartheta_р$ - рейсовая скорость бурения, м/ч;
$\vartheta_м$ - механическая скорость бурения, м/ч;
$t = T_{ОБЩ} / L_{СКВ}$ - время операций, включая, помимо спуско-подъёма бурильной колонны и керноприёмника, вспомогательные операции, не зависящие от глубины скважины, ч/м;
$T_{ОБЩ}$ – общее время, затрачиваемое на эти операции при бурении скважины на заданную глубину, ч;

Величину $T_{ОБЩ}$ находим из выражений:

Для традиционного способа бурения:

$$T_{ОБЩ} = \frac{L_{СКВ}}{h_{БК.} \cdot \left(L_{СКВ} \cdot \frac{t_{СВ}}{2 \cdot l_{СВ}} + t_{ВСП} \right)} \qquad (4.3)$$

где $L_{СКВ}$ – глубина скважины, м;
$h_{БК}$ - проходка между рейсами спуско-подъёма бурильной колонны, м;
$t_{СВ}$ – время спуско-подъёма одной бурильной свечи с глубины LСКВ, мин;
$l_{СВ}$ – длина свечи, м;
$t_{ВСП}$ – время вспомогательных операций, сопутствующих каждому рейсу спуско-подъёма бурильной колонны и не зависящее от глубины скважины, мин

Для бурения со съёмным керноприёмником:

$$T_{ОБЩ} = \frac{L_{СКВ}}{2 \cdot \left(\frac{t_{КПР}}{h_{КПР}} \right) + L_{СКВ} \cdot \frac{t_{СВ}}{l_{СВ} \cdot h_{БК}} + \frac{t_{ВСП}}{h_{БК}}} \qquad (4.4)$$

где $t_{КПР}$ – время одного спуско-подъёма керноприёмника с глубины L, включая операции, не зависящие от глубины скважины, мин;
$h_{КПР}$ – средняя проходка между рейсами спуско-подъёма керноприёмника, м;

3.3. Зависимость рейсовой скорости бурения традиционным способом и с применением съемного керноприёмника от типа подъёмника и механической скорости.

Время $T_{ОБЩ}$, входящее в формулы (3), и (4), определяем на основании учёта параметров, представленных в табл. 2, что позволит найти величину t. Затем, задаваясь значениями механической скорости, находим рейсовые скорости бурения.

Полученные в результате расчетов зависимости рейсовой скорости для различных условий бурения представлены в виде графиков на рис. 1.

Анализ этих графиков показывает, что как при глубинах 500 м, так и 1200 м, преимущество по рейсовой скорости бурения принадлежит лебедочному подъёмнику. Однако при механической скорости меньше 1-2 м/ч рейсовая скорость практически не зависит от типа подъёмника, способа подъёма керна и глубины скважины.

3.3.1. Традиционный способ бурения.

Напомним, что при традиционном способе бурения скважин глубиной 500 м и 1200 м, длина свечи для лебёдочного подъёмника принята равной соответственно 6 и 18 м, а для подвижного вращателя 6 м в обоих случаях.

При традиционном способе бурения лебёдочный подъёмник достигает наибольшего превосходства и существенно возрастает с увеличением механической скорости и глубины скважины. Например, для характерной на сегодняшний день для крепких пород механической скорости 3 м/ч это превосходство составляет 16 и 64% для скважин глубиной 500 м и 1200 м соответственно.

При бурении со съёмным керноприёмником это превосходство практически сходит на нет – красные и синие кривые резко сближаются

В скважине глубиной 1200 м при достижении механической скорости 4 м/ч рост рейсовой скорости для подвижного вращателя при традиционном способе бурения фактически прекращается. Чтобы обеспечить равную с лебедкой рейсовую скорость при традиционном способе бурения необходимо увеличить скорость спуска и подъёма подвижного вращателя:

- при бурении скважин глубиной 500 м – до 0,88 м/с;
- при бурении скважин глубиной 1200 м – до 0,59 м/с.

Эти, более высокие скорости подвижного вращателя, свойственны буровым установкам, оснащенным цепным механизмом подачи.

Например, американская буровая установка T450WS, в которой ход подвижного вращателя осуществляется через пластинчатую цепь, приводимую в движение гидроцилиндрами, имеет скорость спуска вращателя 0,82, а скорость подъема 1,1 м/с.

3.3.2. Бурение со съемным керноприёмником.

Из графиков (рис. 1) следует, что при бурении со съёмным керноприёмником превосходство лебедочного подъемника над подвижным вращателем по рейсовой скорости незначительно. При росте механической скорости от 1 до 6 м/ч, оно плавно нарастает и достигает для скважин глубиной 500 м значения 6, а глубиной 1200 м - 8%. Отметим, что это достигается лебедочным подъёмником при длине свечи 6 м как при глубине скважины 500 м, так и 1200 м. Увеличение скорости спуска и подъёма подвижного вращателя до величин 0,88 и 0,59 м/с для скважин глубиной 500 и 1200 м соответственно не приводит к существенному увеличению рейсовых скоростей, как это имеет место при традиционном бурении. Это обусловлено тем, что основное время вспомогательных операций связано со спуском и подъёмом керноприёмной трубы и частично с ликвидацией отказов бурильной колонны и элементов комплекса бурового инструмента. Оно лишь доводит их до значений, достигнутых при лебёдочном подъёмнике, т.е. рост составляет 6 и 7% для скважин 500 и 1200 м соответственно.

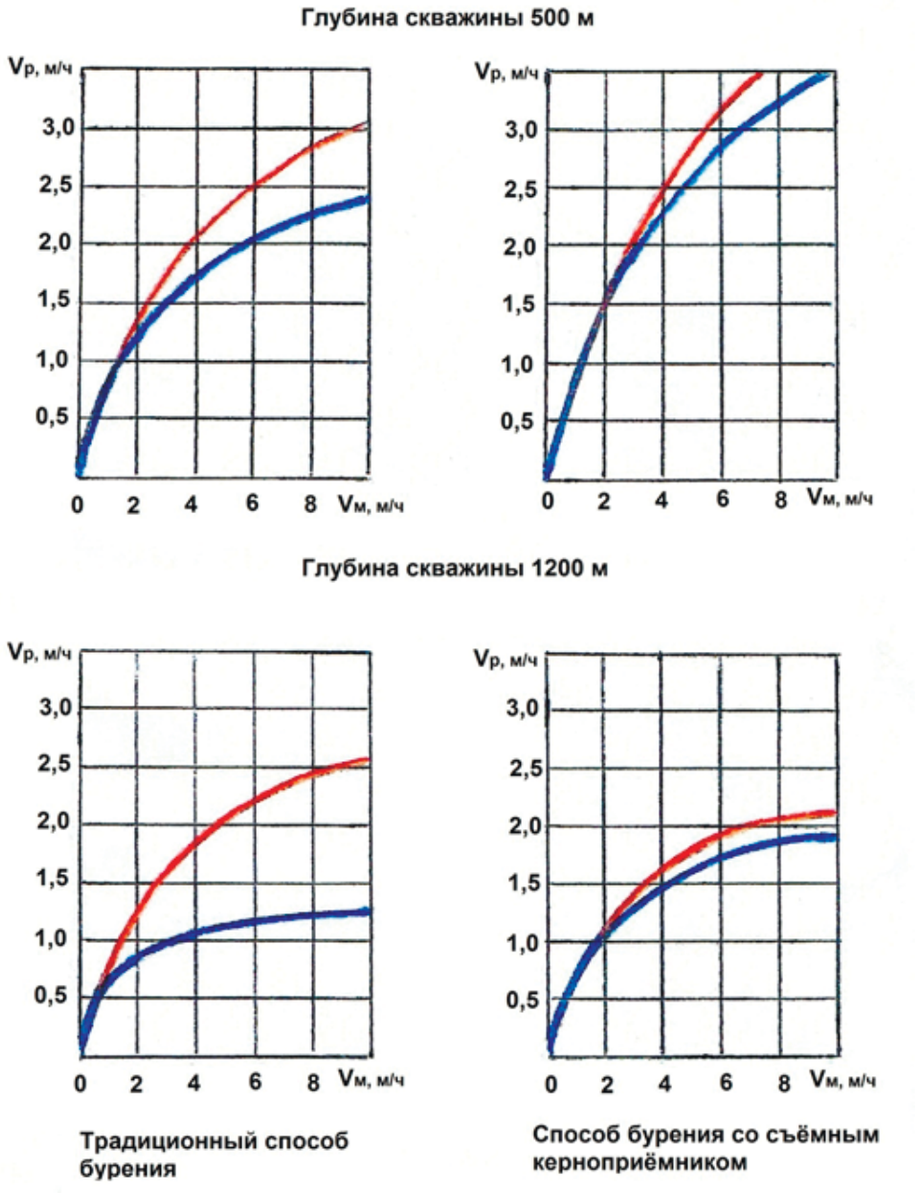


Рис. 1. График зависимости рейсовой скорости бурения от механической скорости, типа подъёмника, способа бурения и глубины скважины.
——— подвижный вращатель
——— лебёдочный подъёмник.

Расчеты показывают, что при уменьшении длины свечи с 6 м до 3 м, рейсовая скорость для скважины глубиной 500 м (t = 0,20 ч/м), при изменении механической скорости от 1 до 6 м/ч, снижается всего на 2-6%, а для скважины глубиной 1200 м (t = 0,45 ч/м) – на 3-7%. Но при этом число опускаемых и поднимаемых свечей вдвое больше, что не может не отразиться на условиях труда обслуживающего персонала и, следовательно, не повышает привлекательности буровой установки с такой технологией спуско-подъёмных операций. Опыт эксплуатации комплексов КССК-76 показал, что увеличение полезной длины керноприемника до 6 и 9 м позволяет повысить рейсовую скорость на 18 и 35% соответственно [6].

Теперь рассмотрим возможные резервы повышения рейсовой скорости, с одной стороны, связанные с повышением надёжности комплекса бурового инструмента, применяемого при бурении со съёмным керноприёмником и с другой – обусловленные ростом механической скорости бурения.

4. Зависимость рейсовой скорости бурения со съёмным керноприёмником от надёжности применяемого бурового инструмента и механической скорости.

Рейсовая скорость при традиционном способе бурения в весьма малой степени зависит от ресурса буровой коронки. В этом случае главным фактором в снижении рейсовой скорости является надёжность бурильной колонны. Влияние этого фактора на рейсовую скорость, производительность и стоимость традиционного способа бурения подробно рассмотрено в работе [7].

Расшифровка причин прекращения рейса и их частота при бурении в породах VII-VIII категорий буримости со съёмным керноприёмником для скважины глубиной 500 м приведена в табл. 3.

Как видно из табл. 3, 30% прекращаемых рейсов зависит от ресурса буровой коронки, около 20% связано с обрывами бурильной колонны и остальные 50% обусловлены безотказностью самого комплекса инструментов, в который входит съемный керноприёмник и профессиональным уровнем его эксплуатации.

Чтобы оценить влияние безотказности буровой коронки на рейсовую скорость, эта расшифровка приведена в двух вариантах ее ресурса: 125 и более 500 м. В первом варианте средняя проходка между подъемами бурильной колонны составляет $h_{БК}$ = 500 : 13,35 = 37,5 м. Этот вариант представлен кривой 1 на рис. 2.

Второй вариант принят из условия, что ресурс коронки, исчисляемый в метрах, увеличен в 4 раза и превосходит глубину скважины. Тем самым исключается подъём колонны из-за отказа буровой коронки. В этом случае средняя проходка между подъёмами колонны составит $h_{БК}$ = 500 : 9,35 = 53,5 м (кривая 2, рис. 2).

Наконец, идеализированный, вариант (кривая 3, рис. 2) принят в предположении, что не только буровая коронка, но

Таблица 3. Причины прекращения рейса со съёмным керноприёмником.

Причины прекращения рейсов	Частота прекращения рейсов по причинам при среднем ресурсе буровой коронки, м			
	125		более 500	
	Рейсов	%	Рейсов	%
1.Замена буровой коронки, связанная с нормальным износом или преждевременным разрушением	4,00	30,0	-	-
2. Расклинивание керноприёмника, в значительной части сопровождаемое обрывом каната лебедки	3,10	23,2	3,10	33,2
3. Обрыв каната лебедки	0,90	6,7	0,90	9,6
4. Поломка ловителя и узла фиксации керноприёмника	0,85	6,4	0,85	9,1
5. Разрушение элементов керноприёмника в результате нарушения правил эксплуатации узла сигнализации	2,00	15,0	2,00	21,4
6. Обрыв бурильной колонны	2,5	18,7	2,50	26,7
Всего	13,35	100,0	9,35	100,0

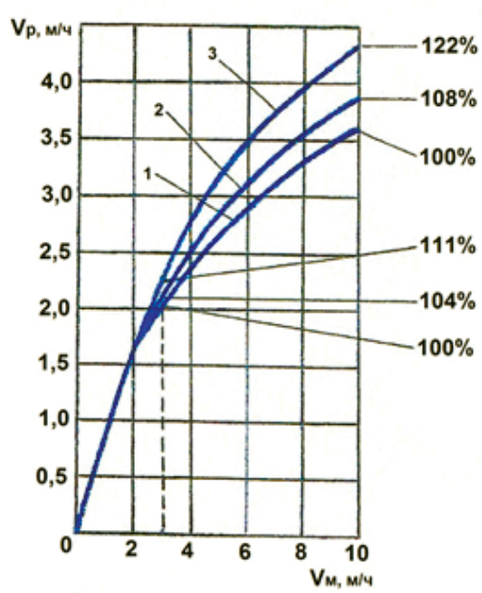


Рис. 2. Зависимость рейсовой скорости бурения от механической скорости и надёжности элементов комплекса со съёмным керноприёмником при глубине скважины 500 м.
1 – Существующий уровень надёжности бурового снаряда и алмазной коронки комплекса WL.
2 – Тоже, но при ресурсе алмазной коронки в метрах, превышающем глубину скважины.
3 – Идеальный по надёжности комплекс WL.

и все остальные элементы комплекса бурового инструмента имеют 100% безотказность за время бурения скважины глубиной 500 м. Тогда рейсовая скорость бурения будет зависеть только от средней проходки между подъёмами керноприёмника, которая равна 2,5 м, т.е. всего будет сделано 200 спуско-подъёмов керноприёмника.

Из рис. 2 следует, что при механической скорости до 2 м/ч рейсовая скорость практически не реагирует на изменение безотказности элементов комплекса – все три кривые сливаются в одну.

При механической скорости 3 м/ч увеличение ресурса коронки в 4 раза (кривая 2) может дать прирост рейсовой скорости всего на 4%, а применение идеального, т.е. безотказного, комплекса (кривая 3) – на 11%. В то же время увеличение механической скорости до 10 м/ч эти прибавки рейсовой скорости составят соответственно 8% и 22%, что вдвое больше.

Выводы

1. Применение комплекса инструментов со съёмным керноприёмником в России в последнее время приобретает доминирующее положение при разведочном бурении на твёрдые полезные ископаемые. В этих условиях буровые установки с подвижным вращателем со скоростью спуско-подъёма в пределах 0,3-0,4 м/с и длиной свечи 6 м или 3 м практически не уступают по рейсовой скорости бурения установкам с лебедочным подъемником и длиной свечи 6 м и 18 м в скважинах глубиной 500 м и 1200 м соответственно. Кроме того, затраты мощности на каждый рейс спуско-подъёма бурильной колонны сокращаются в среднем на 20%, а количество самих рейсов сокращается в несколько раз: 37,5 : 5,5 = 6,8, где 37,5 и 5,5 – проходка между рейсами спуско-подъёма колонны при традиционном способе бурения и с применением съёмного керноприёмника соответственно.

2. Применительно к традиционному способу бурения установки с подвижным вращателем со скоростью спуско-подъёма 0,3–0,4 м/с существенно уступают установкам с лебедочным подъёмником. Но их рейсовые скорости уравниваются, при увеличении скорости спуско-подъёма подвижного вращателя до 0,59 и 0,88 м/с для скважин глубиной 500 м и 1200 м соответственно.

3. Увеличение механической скорости в пределах 3–10 м/ч позволяет повысить рейсовую скорость с использованием современного комплекса со съёмным керноприёмником с 2 м/час до 3,6 м/ч, т.е. на 80%.

Полное использование резерва безотказности элементов этого комплекса позволит повысить рейсовую скорость бурения еще на 20% в том же диапазоне механических скоростей.

4. Поскольку наиболее эффективным средством повышения рейсовой скорости является увеличение механической скорости, при разработке новых буровых коронок необходимо стремиться, прежде всего, к обеспечению максимально возможной интенсификации механической скорости, имея в виду, что достигнутый уровень ресурса наиболее совершенных из них вполне достаточен для современных условий бурения со съёмным керноприёмником.

5. Опыт значительных объемов бурения скважин с использованием комплексов КССК-76 показал, что увеличение полезной длины керноприёмника с 3 до 6 и 9 м обеспечивает рост рейсовой скорости в среднем соответственно на 18 и 35%.

6. Применение буровых установок с подвижным вращателем в сочетании с бурильными свечами небольшой длины и элементами механизации и автоматизации открывает перспективы создания максимально компактных, мобильных и комфортных буровых установок, как основы высокой производительности и качества геологоразведочного колонкового бурения, в том числе традиционного и с применением съёмного керноприёмника.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воздвиженский Б.И., Васильев М.Г. Буровая механика. М.: ГНТИ литературы по геологии и охране недр, 1954. - 492 с.
2. Расчет к.п.д. гидропривода. http://edu.dvgups/ru.
3. Кардыш В.Г. и др. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин.– М.: Недра, 1984. - 200 с.
4. Кардыш В.Г. Повышение эффективности работы буровых станков. – М.: Недра, 1980. - 184 с.
5. Козловский Е.А. и др. Механизация и оптимизация процессов бурения разведочных скважин. – М.: Недра, 1980. - 349 с.
6. Григорьев В.В. Бурение со съёмными керноприёмниками. М.: Недра, 1986. – 197 с.
7. Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1992. – 214 с.

REFERENCES

1. Vozdvizhenskij B.I., Vasil'ev M.G. Drilling mechanics. M.: GNTI literatury po geologii i ohrane nedr, 1954. - 492 p.
2. Hydraulic drive efficiency. http://edu.dvgups/ru.
3. Kardysh V.G. et al. Exploration well drilling: power consumption.– M.: Nedra, 1984. - 200 p.
4. Kardysh V.G. Drilling rig efficiency improvement. – M.: Nedra, 1980. - 184 p.
5. Kozlovskij E.A. et al. Exploration well drilling: mechanization and optimization – M.: Nedra, 1980. - 349 p.
6. Grigor'ev V.V. Wireline core drilling. – M.: Nedra, 1986. – 197 p.
7. Lachinjan L.A. Drill string performance - second edition, revised and enlarged. – M.: Nedra, 1992. – 214 p.

УДК 622.24.053.8

Контроль сборки компоновки низа бурильной колонны

П.П. Егоров - инженер-технолог
(ООО «Ай Ди Эс Навигатор»)

При сборке компоновки низа бурильной колонны (КНБК) превышение момента затяжки резьбового соединения может привести к его повреждению и, как следствие, к слому резьбы в процессе бурения. При слабом креплении резьбовых соединений может измениться положение забойного двигателя-отклонителя относительно «нуля» телесистемы или произойти отвинчивание элементов КНБК.

Для контроля крутящего момента на машинном ключе используются различные модификации тензометрических преобразователей, измеряющих силу натяжения троса, например, датчик ДСТ-Н (рис. 1).

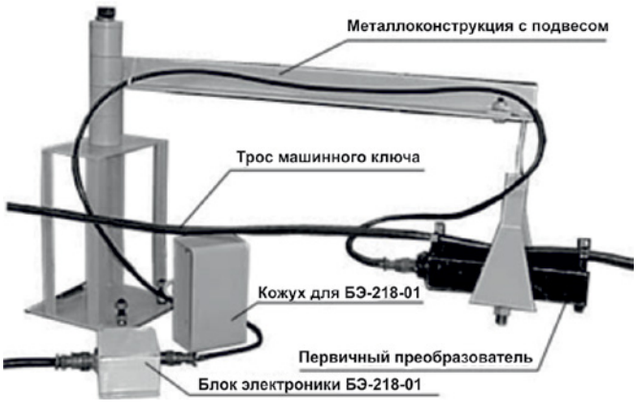


Рис. 1. Схема датчика ДСТ-Н..

Датчик устанавливается на трос удерживающего ключа. Момент, с которым ключ удерживает трубу от вращения, равен произведению силы натяжения троса на плечо действия силы (расстояние от центра трубы до троса). Поскольку величина плеча во время работы не изменяется, показания датчика пропорциональны действующему моменту.

В комплекте современных буровых установок обычно имеются подобные датчики, показания которых выводят на индикаторное табло. При наличии на буровой станции геолого-технологических исследований её персонал устанавливает дополнительные приборы для измерения момента на машинном ключе, если это предусмотрено договором на оказание сервисных услуг. В процессе пуско-наладочных работ датчики калибруются в местах установки, в соответствие с эталонными значениями нагрузок.

Однако в процессе работы иногда возникают различные ситуации:

- выход из строя датчика и его замена на другой датчик (с другими конструктивными габаритами и, возможно, с другими характеристиками);
- повреждение троса на машинном ключе и замена его на трос другого диаметра, при этом стрела прогиба изменяется;
- нарушения в работе первичного преобразователя тензодатчика (например, выход из строя схемы термокомпенсации), при этом датчик продолжает работать, но его показания «плывут» в зависимости от погодных условий.

Во всех описанных выше случаях наблюдается искажение показаний текущего значения нагрузки на трос. В ряде случаев установить эталонное значение нагрузки для повторной калибровки датчиков не представляется возможным из-за отсутствия на буровой измерительной аппаратуры. А такие устройства, как, например, кран Казанцева, позволяющие установить заданную нагрузку на трос машинного ключа путём регулировки давления в пневмосистеме, в последнее время отсутствуют на буровых. В подобных ситуациях сборку КНБК производят, ориентируясь не на показания приборов, а полагаясь на опыт работников буровой бригады. Иногда это приводит к негативным последствиям.

В данной статье описано достаточно простое устройство, позволяющее непосредственно на буровой произвести калибровку практически всех типов датчиков, используемых в настоящее время для измерения крутящего момента на машинном ключе.

Схема устройства представлена на рис. 2. Корпус 1 представляет собой жёсткую раму, на одной из поперечных балок которой зафиксирована (приварена) проушина 2. Проушина 3 приварена к болту, резьбовая часть 10 которого устанавливается в отверстие 11 на другой поперечной балке и фиксируется при помощи гайки 9. В проушины 2 и 3 продевается трос, используемый в механизме машинного ключа, и фиксируется зажимами 4. Натяжение троса регулируется вращением гайки 9 по резьбовой части 10. На трос устанавливается тензодатчик 6 с чувствительным элементом 7. Кабель 8 тензодатчика связан с контрольно-измерительной аппаратурой.

Натяжение гайки 9 с различными моментами затяжки, создаёт различные усилия натяжения троса 5. При этом на крепёжных элементах тензодатчика 6 изменяется стрела прогиба троса 5, оказывая различное давление на чувствительный элемент 7. Значения давления на чувствительном элементе 7 регистрируются измерительной аппаратурой.

Таким образом, создавая различные моменты затяжки в резьбовом соединении и регистрируя усилие натяжения троса, можно построить калибровочную характеристику тензодатчика, установленного на тросе заданного типоразмера. Калибровочная характеристика представляет собой кривую, каждая точка которой отображает соответствие между усилием натяжения троса и показанием тензодатчика, зафиксированным измерительной аппаратурой. Моменты затяжки резьбового соединения можно регулировать с помощью динамометрических ключей различных модификаций.

Получив калибровочную характеристику на испытательном стенде и установив тензодатчик на трос машинного ключа, можно работать, имея достоверную информацию о моментах свинчивания элементов КНБК.

Одним из основных вопросов при изготовлении испытательного стенда является расчёт взаимного соответствия момента затяжки резьбы от осевого усилия

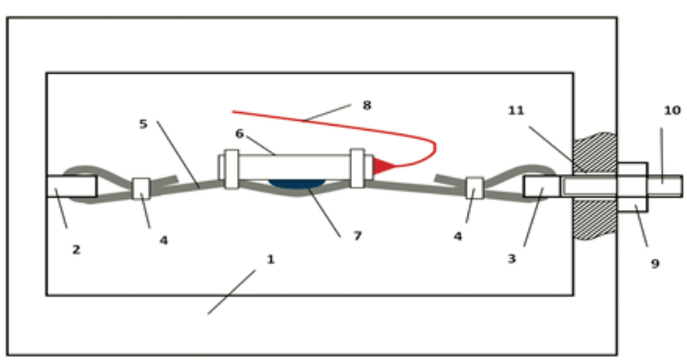


Рис. 2 Схема устройства для калибровки датчика момента на машинном ключе:
1 – корпус (станина); 2, 3 – проушина; 4 – зажим; 5 – трос;
6 – тензодатчик; 7 – чувствительный элемент;
8 – кабель к контрольно-измерительной системе;
9 – гайка; 10 – резьбовая часть.

резьбового соединения (и, соответственно, натяжения троса). Главным образом на расчёт влияют такие параметры, как тип резьбы (геометрия профиля), диаметр резьбы, виды материалов, из которых изготовлены болт и гайка, а также свойства применяемых смазочных материалов.

В технической литературе [1, 4, 5, 6, 9] описаны различные методики для расчёта зависимости осевого усилия от момента затяжки резьбы. В качестве примера проведём сравнительный анализ расчёта по двум различным методикам для метрической резьбы М20. Болты и гайки данного типоразмера резьбы достаточно часто используются на буровых установках, что позволяет использовать их для изготовления калибровочного устройства.

Для начала рассмотрим обозначения, принятые при расчёте резьбовых соединений, показанные на рис. 3.

Во всех режимах работы резьбового соединения болты нагружаются осевым усилием при закручивании гайки с моментом затяжки М3. Этот момент зависит от предела текучести материала болта и выбирается в зависимости от режима работы так, чтобы осевое напряжение в сплошном теле болта (в поперечном сечении под резьбой) находилось в допустимых пределах, то есть выполнялось условие прочности болта [8]:

$$P \le \frac{\pi d_0^2}{4} \cdot [\sigma_p] = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}017294^2 \cdot 150 \cdot 10^6}{4} = 35234{,}82H = 35{,}2кН \quad (1)$$

где P – сила, действующая вдоль оси болта;
d_0 – внутренний диаметр резьбы (см. выше);

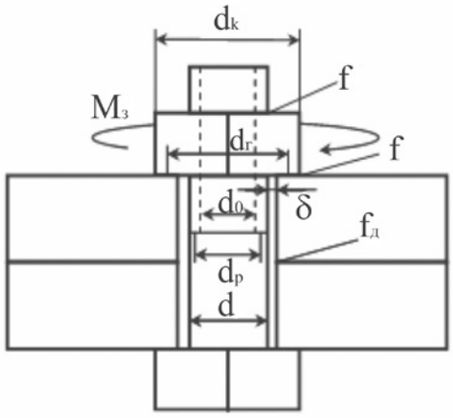


Рис. 3. Схема расчёта резьбового соединения:
d – номинальный (наружный) диаметр болта, в нашем случае d = 20 мм;
d_0 – внутренний диаметр резьбы (диаметр сплошного тела болта), в нашем случае d_0 = 17,294 мм;
d_p – средний диаметр резьбы, в нашем случае d_p = 18,376 мм;
d_k – размер гайки под ключ, в нашем случае d_k = 30 мм;
d_r – средний диаметр опорного кольца контакта гайки;
h – шаг резьбы, в нашем случае h = 2,5 мм;
δ – зазор в отверстии;
f – коэффициент трения пар болт/гайка, гайка/шайба;
$f_д$ – коэффициент трения между соединяемыми деталями;
$M_з$ – момент затяжки гайки;
$k_r = d_r / d$ – коэффициент гайки;
$k_p = d_p / d$ – коэффициент резьбы.

$[\sigma_p]$ = 150 МПа – допускаемое напряжение при растяжении (сжатии) для стали 35 при переменной (пульсирующей) нагрузке.

Как видно из представленных расчётов (1), использование выбранного резьбового соединения позволит обеспечить калибровку тензодатчика в достаточно широком диапазоне осевых нагрузок.

Найдем зависимость между $M_з$ и P. В общем случае момент затяжки состоит из двух частей:

$$M_з = M_г + M_р \quad (2)$$

где $M_г$ – момент трения на торце гайки (момент гайки), необходимый для создания осевого усилия и преодоления трения в резьбе, Н · м;
$M_р$ – момент трения в резьбе (момент резьбы) (момент сил трения на торцевой поверхности гайки, головки винта или его упорного конца), Н · м.

Метод 1.

Момент гайки приближенно определяется по формуле [8]:

$$M_г = f \cdot P \cdot \frac{d_г}{2} = \frac{k_г}{2} \cdot f \cdot P \cdot d, \quad (3)$$

Для определения момента резьбы рассмотрим силы давления и трения в метрической винтовой паре «болт + гайка» (рис. 4).

Здесь α – угол профиля резьбы, ψ – угол подъёма резьбы. Для метрической резьбы М20:

$$\alpha = 60°, \quad \psi = arctg\left(\frac{h}{\pi \cdot d_p}\right) = arctg\left(\frac{2{,}5}{3{,}14 \cdot 18{,}376}\right) \approx 2°17'.$$

Запишем уравнения баланса сил на горизонтальную и вертикальную оси. Баланс сил на горизонтальную ось представлен на рис. 5.

Здесь R – нормальная реакция в резьбе (R_1 и R_2 – её взаимно перпендикулярные составляющие);
$F_{тр}$ – проекция силы трения по горизонтальной оси;
$F_т$ – силы натяжения винтовой пары болт + гайка.

$$R_2 = R \cdot \sin\psi,$$

$$F_{тр} = R_2 \cdot f = R \cdot \cos\psi \cdot f.$$

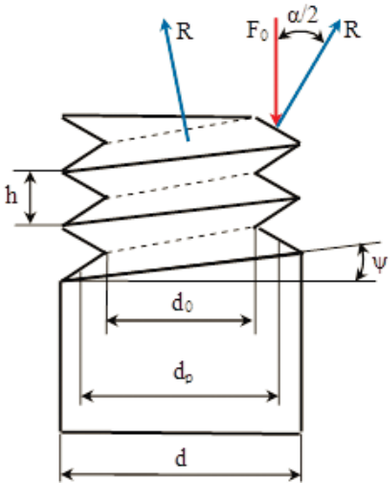


Рис. 4. Схема винтовой пары «болт+гайка».

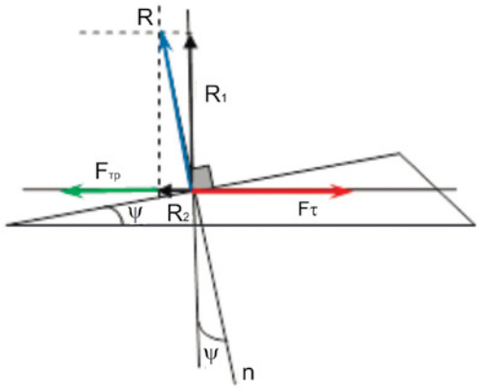


Рис. 5. Баланс сил на горизонтальную ось.

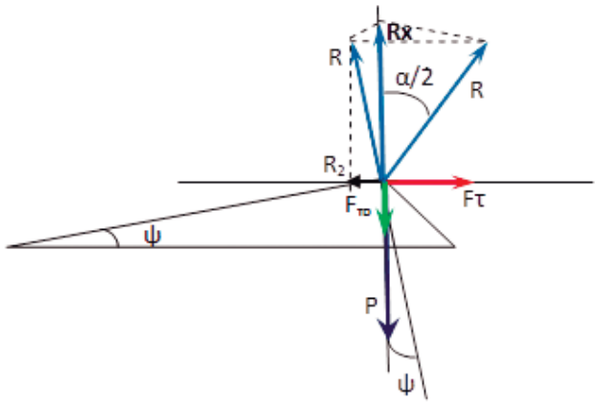


Рис. 6. Баланс сил на вертикальную ось.

Следовательно:

$$F_\tau = F_{тр} + R_2 = R \cdot \cos\psi \cdot f + R \cdot \sin\psi \qquad (4)$$

Баланс сил на вертикальную ось представлен на рис. 6.

Здесь R – нормальная реакция в резьбе (R_2 – её горизонтальная проекция, R_x – её вертикальная проекция);

$F_{тр}$ – проекция силы трения по горизонтальной оси;

F – силы натяжения винтовой пары болт + гайка;

P – осевая растягивающая сила.

$$R_x = R \cdot \cos\alpha/2 \cdot \cos\psi$$

$$F_{тр} = R_2 \cdot f = R \cdot \sin\psi \cdot f$$

Следовательно:

$$P = R_x - F_{тр} = R \cdot \cos\alpha/2 \cdot \cos\psi - R \cdot \sin\psi \cdot f \qquad (5)$$

Значение момента резьбы можно представить, как:

$$M_р = F_\tau \cdot d_р / 2 \qquad (6)$$

Решая систему уравнений (4), (5), (6), исключая параметр R, найдем значение момента резьбы:

$$M_p = F_T \cdot \frac{d_p}{2} = \frac{f + tg\psi}{\cos\frac{\alpha}{2} - f \cdot tg\psi} \cdot P \cdot \frac{d_p}{2} \qquad (7)$$

Отметим, что формула (7) совпала с аналогичной формулой в [5].

Введём следующие обозначения.

Тогда момент затяжки равен:

$$M_з = M_г + M_p = \left(\frac{\kappa_г}{2} \cdot f + \frac{f + tg\psi}{\cos\frac{\alpha}{2} - f \cdot tg\psi} \cdot \frac{k_p}{2} \right) \cdot P \cdot d \qquad (8)$$

Разложение выражения (8) в ряд Тейлора (по степеням f в окрестности нуля) даёт следующий результат:

$$M_з = (0{,}01837 + 1{,}2098\, f + 0{,}0212\, f^2 + 0{,}00084\, f^3 + 3{,}35 \cdot 10^{-5} f^4)\, P\, d \qquad (9)$$

Отбрасывая нелинейные слагаемые и округляя, получаем простую формулу для момента затяжки:

$$M_з = (0{,}02 + 1{,}2\, f)\, P\, d \qquad (10)$$

Интересно отметить, что при отсутствии подъёма резьбы ($\psi = 0$) разложение в ряд даёт: $M_з = 1{,}2 \cdot f \cdot P \cdot d$, т.е. подъём резьбы привносит постоянное слагаемое $M_з = 0{,}02 \cdot f \cdot P \cdot d$.

Таким образом, на основании формулы (10) произведём расчёт момента затяжки резьбы М20 для создания осевой нагрузки $P =$ 10кН (коэффициент трения примем равным $f =$ 0,15):

$$M_з = (0{,}02 + 1{,}2 \cdot f) \cdot P \cdot d =$$
$$= (0{,}02 + 1{,}2 \cdot 0{,}15) \cdot 10000 \cdot 0{,}02 = 40 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Метод 2.

Данный метод основан на использовании эмпирических зависимостей. Момент гайки приближенно определяется по формуле [1, 9]:

$$M_г = f_т \cdot P \cdot R_{тр} \qquad (11)$$

Здесь P – осевая растягивающая сила;

$f_т$ – коэффициент трения по торцу (см. табл. 1);

$R_{тр}$ – приведенный радиус трения, значение которого зависит от формы торца, м.

Для плоского кольцевого торца приведенный радиус трения можно найти как [1, 9]:

$$R_{тр} = \frac{1}{3} \cdot \frac{(d_к^3 - d_{отв}^3)}{(d_к^2 - d_{отв}^2)} \qquad (12)$$

Здесь $d_к$ – размер гайки под ключ, в нашем случае $d_к =$ 30 мм;

$d_{отв}$ – диаметр сверления под болт, в нашем случае $d_{отв}$ = 21 мм.

То есть в нашем случае:

$$R_{тр} = \frac{1}{3} \cdot \frac{(0{,}03^3 - 0{,}021^3)}{(0{,}03^2 - 0{,}021^2)} = 0{,}013 \text{ м} = 13 \text{ мм}$$

Момент сопротивления в резьбе можно найти как [1, 9]:

$$M_p = P \cdot \frac{d_p}{2} \cdot tg(\psi + \rho) \qquad (13)$$

Здесь d_p – средний диаметр резьбы, в нашем случае d_p = 18,376 мм;

ψ – угол подъема резьбы, в нашем случае ≈ 2°17';
ρ = arctg f_R – угол трения резьбовой пары;
f_R – коэффициент трения материалов сопрягаемых деталей (см. табл. 1).

При использовании в качестве смазки солидола у винтов и гаек (без покрытия) примем f_R = 0,16, а $f_т$ = 0,14 (в методе 1 использовался только один коэффициент f = 0,15). Следовательно, ρ = arctg f_R = 9°05'.

Подставляя в выражение (2) выражения (11) и (13) окончательно получим:

$$M_з = M_c + M_р = P \cdot (d_p / 2 \cdot \mathrm{tg}\,(\psi + \rho) + f_т \cdot R_{тр}) \qquad (14)$$

По формуле (14) произведём расчёт момента затяжки резьбы М20 для создания осевой нагрузки P = 10кН:

$$M_з = 10000 \cdot (0{,}5 \cdot 0{,}018376 \cdot \mathrm{tg}\,(9°05' + 2°17') + 0{,}013 \cdot 0{,}14) = 36{,}7\ \text{Н} \cdot \text{м}.$$

Сравнительный анализ результатов двух представленных методов, показывает, что расхождение в расчётах одних и тех же параметров не превышает 10%. Таким образом, оба метода расчётов можно использовать на практике при работе с испытательным стендом.

Таблица 1. Рекомендуемые коэффициенеты трения в резьбе (числитель) и на торце гайки (знаменатель) с предельными отклонениями.

Покрытие винтов и гаек	Без смазочного материала	Машинное масло ГОСТ 1707-51	Солидол ГОСТ 4366-64	Машинное масло с добавкой 20% MoS_2
Отсутствует	0,40 (+0,12/-0,08) 0,20 (+0,04/-0,06)	0,21 (+0,03/-0,02) 0,12 (+0,02/-0,02)	0,19 (+0,02/-0,03) 0,13 (+0,01/-0,02)	0,13 (+0,02/-0,02) 0,09 (+0,01/-0,02)
Оксидирование	0,64 (+0,20/-0,14) 0,34 (+0,09/-0,14)	0,45 (+0,06/-0,06) 0,26 (+0,03/-0,07)	0,44 (+0,05/-0,07) 0,26 (+0,03/-0,07)	0,18 (+0,03/-0,03) 0,09 (+0,02/-0,02)
Цинковое	0,40 (+0,08/-0,16) 0,09 (+0,01/-0,02)	0,19 (+0,01/-0,04) 0,10 (+0,02/-0,01)	0,17 (+0,02/-0,03) 0,09 (+0,02/-0,01)	0,17 (+0,02/-0,03) 0,08 (+0,01/-0,02)
Фосфатирование	0,20 (+0,03/-0,05) 0,10 (+0,02/-0,01)	0,18 (+0,02/-0,03) 0,11 (+0,02/-0,01)	0,17 (+0,02/-0,02) 0,11 (+0,02/-0,02)	0,16 (+0,01/-0,02) 0,09 (+0,01/-0,02)
Кадмирование	0,29 (+0,03/-0,05) 0,17 (+0,07/-0,05)	0,21 (+0,04/-0,06) 0,11 (+0,04/-0,06)	0,18 (+0,04/-0,03) 0,11 (+0,02/-0,06)	0,14 (+0,01/-0,03) 0,06 (+0,01/-0,02)

ЛИТЕРАТУРА

1. Биргер И.А., Шорр Б.Ф., Иосилевич Г.Б. Расчет на прочность деталей машин: Справочник. – М.: Машиностроение, 1979. – 702 с.
2. ГОСТ 24705-2004. Резьба метрическая. – М.: Стандартинформ, 2005.
3. ГОСТ 10495-80. Гайки шестигранные для фланцевых соединений. - М.: Стандартинформ, 1992.
4. Павлов П.А., Паршин Л.К., Мельников Б.Е., Шерстнев В.А. Сопротивление материалов. – СПб: Изд-во «Лань», 2003. – 528 с.
5. Решетов Д.Н. Детали машин. – М.: Машиностроение, 1989. – 496 с.
6. Биргер И.А., Иосилевич Г.Б. Резьбовые и фланцевые соединения. - М.: Машиностроение, 1990. – 368 с.
7. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя. В 3-х т. Т.2. – М.: Машиностроение, 1979. – 560 с.
8. Суханов А.А. Инженерные расчеты болтовых соединений. УДК 621.882.6.
9. Иосилевич Г.Б. Детали машин: Учебник для студентов машиностроит. спец. вузов. - М.: Машиностроение, 1988. - 368 с.

REFERENCES

1. Birger I.A., Shorr B.F., Iosilevich G.B Machine components: strength calculations. Reference book – M.: Mashinostroenie, 1979. – 702 p.
2. GOST 24705-2004. Metric Thread – M.: Standartinform, 2005.
3. GOST 10495-80. Hexagon nut for flange coupling. - M.: Standartinform, 1992.
4. Pavlov P.A., Parshin L.K., Mel'nikov B.E., Sherstnev V.A. Structural resistance - St. Petersburg: Lan' publishers, 2003. – 528 p.
5. Reshetov D.N. Machine components - M.: Mashinostroenie, 1989. – 496 p.
6. Birger I.A., Iosilevich G.B. Threaded and flange coupling – M.: Mashinostroenie, 1990. – 368 p.
7. Anur'ev V.I. Mechanician Reference book in 3 volumes, volume 2, – M.: Mashinostroenie, 1979. – 560 p.
8. Suhanov A.A Engineering design of bolted connection. UDK 621.882.6.
9. Iosilevich G.B. Machine components. Textbook for mechanical-engineering students. – M.: Mashinostroenie, 1988. - 368 p.

УДК 622.276

Исследование условий образования твердых органических веществ в нефтяной скважине

И.А. Стручков - аспирант; М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Добыча нефти, содержащей в своем составе значительное количество высокомолекулярных органических компонентов, осуществляется в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на скважинном оборудовани, что приводит к снижению технико-экономических показателей работы скважин и уменьшению их периода межремонтной работы. В большинстве случаев образование твёрдых органических веществ обусловлено изменением растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате снижения температуры восходящего потока в скважинном эксплуатационном оборудовании и изменения компонентного состава нефти при дегазировании. Глубина отложения парафина и интенсивность выделения твёрдой фазы на стенках скважинного оборудования зависят от многих факторов [1, 2, 3]. На сегодняшний день наиболее технологичными мерами по снижению количества органических отложений в лифте насосно-компрессорных труб являются регулирование режима работы скважины и применение химических реагентов [4, 5, 6].

Целью настоящего исследования является определение влияния технологического режима работы скважины и неионогенного поверхностно-активного вещества (НПАВ) на интенсивность процесса образования твёрдых органических веществ путем лабораторного экспериментального моделирования.

В качестве объекта исследования была выбрана глубинная проба нефти плотностью 834 кг/м^3 с содержанием смол 4,68 % масс., асфальтенов 1,48 % масс. и парафинов 4,87 % масс. одного из месторождений, для которого характерны рассмотренные выше проблемы. Начальными условиями для математического расчёта термограмм и распределений давления по стволу скважины, а также лабораторного моделирования скважинных условий выступали основные параметры отобранной нефти и исходные данные, представленные в табл. 1 и 2.

Для экспериментального моделирования авторами работы были выбраны пять дебитов в диапазоне 20-60 м^3/сут, наиболее опасных с точки зрения образования АСПО. По аналогии с расчетами, проведенными в работах [7, 8] с использованием исходных данных, проведен математический расчет термобарического режима скважины, работающей с дебитом 60 м^3/сут, результаты которого представлены в табл. 3. Также рассчитано время прохождения потока флюида по стволу скважины от забоя до устья ($t = f_1(H_{скв}, d_{вн\ НКТ}, Q)$), которое было принято за продолжительность эксперимента. Исследования проводились на лабораторной установке по изучению процессов образования твёрдых веществ в пластовом флюиде с моделированием термобарических условий, максимально приближенных к промысловым.

Таблица 1. Параметры пробы нефти.

Пластовая температура, °С	47,5
Пластовое давление, МПа	18,4
Глубина отбора, м	1800-1880
Газовый фактор, м^3/т	32,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,9
Обводнённость, %	0

Таблица 2. Исходные данные для моделирования.

Дебит, м^3/сут	20-60
Давление на устье скважины, МПа	0,7
Диаметр насосно-компрессорных труб, мм	73 x 5,5

Полученные распределения температуры и давления по стволу скважины выразим как функции времени $T = f_2(t)$ и $P = f_3(t)$, соответственно. Данному термобарическому режиму соответствуют такие параметры, как скорость охлаждения скважинного потока равная $dT/dt = 3{,}04 \cdot 10^{-3}$ [°С/сек] и скорость снижения давления по лифту скважины равная $dP/dt = 1{,}84 \cdot 10^{-3}$ [МПа/сек].

В табл. 4 представлены параметры экспериментов для моделируемых условий.

На рис. 1 представлены графики распределения давления и температуры по глубине скважины, работающей с дебитом 60 м^3/сут: синий сплошной график — расчетный, красный точечный — полученный в результате проведения

Таблица 3. Данные о распределении давления и температуры по глубине скважины, работающей с дебитом 60 м^3/сут.

Глубина скважины, м	Температура, °С	Давление, МПа
0	29,5	0,7
72	30,5	1,3
144	31,4	1,9
216	32,4	2,4
288	33,3	3,0
360	34,3	3,6
432	35,2	4,2
504	36,2	4,7
576	37,1	5,3
648	38,1	5,9
720	39,0	6,5
792	40,0	7,0
864	40,9	7,6
936	41,9	8,2
1008	42,8	8,8
1080	43,8	9,3
1152	44,7	9,9
1224	45,7	10,5
1296	46,6	11,1
1368	47,6	11,7
1440	48,5	12,2
1512	49,5	12,8
1584	50,4	13,4
1656	51,4	14,0
1728	52,3	14,5
1800	53,3	15,1
1880	55,1	15,7

Таблица 4. Параметры экспериментов в зависимости от моделируемого дебита.

Моделируемый дебит, м^3/сут	Продолжительность эксперимента, ч	dT/dt, $\cdot 10^{-3}$ °С / сек	dP/dt, $\cdot 10^{-3}$ МПа / сек
60	2,2	3,04	1,84
50	2,6	2,61	1,55
40	3,3	2,13	1,26
30	4,4	1,64	0,94
20	6,6	1,13	0,63

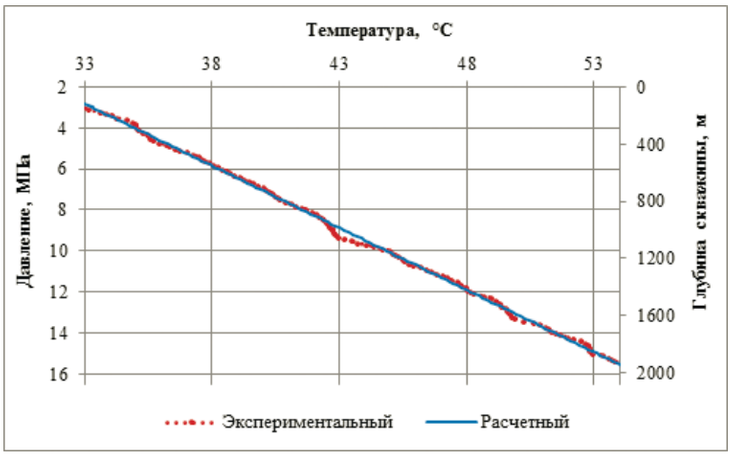


Рис. 1. Графики распределения давления и температуры по глубине скважины, работающей с дебитом 60 м^3/сут.

лабораторного эксперимента. Рис. 1 свидетельствует о возможности моделирования термобарического режима работы скважины в лабораторных условиях.

В лабораторных исследованиях были использованы метод рассеяния света (в ближней инфракрасной области спектра) и микроскопия под высоким давлением с программным гранулометрическим анализом.

На рис. 2 приведена зависимость энергии проходящего лазерного излучения и количества частиц от температуры, полученная двумя независимыми методами.

На рис. 3 приведена зависимость энергии проходящего лазерного излучения и средней площади частиц от температуры. Из рис. 2-3 видно, что рост количества твёрдых органических частиц и их размеров в пробе нефти (данные микроскопии под высоким давлением) наблюдается при давлении 4,8 МПа (давление насыщения нефти газом 3,9 МПа) и температуре 36,1 °С, что соответствует расчетной глубине 700 метров от устья скважины (в соответствии с технологическим режимом работы скважины). При данных условиях происходит начальное плавное снижение энергии проходящего света (данные метода рассеяния света) сквозь образец нефти (рис. 2). При падении температуры ниже 35 °С появляется трёхмерная пространственная структура, образованная высокомолекулярными компонентами нефти, что вызывает резкое уменьшение энергии проходящего света.

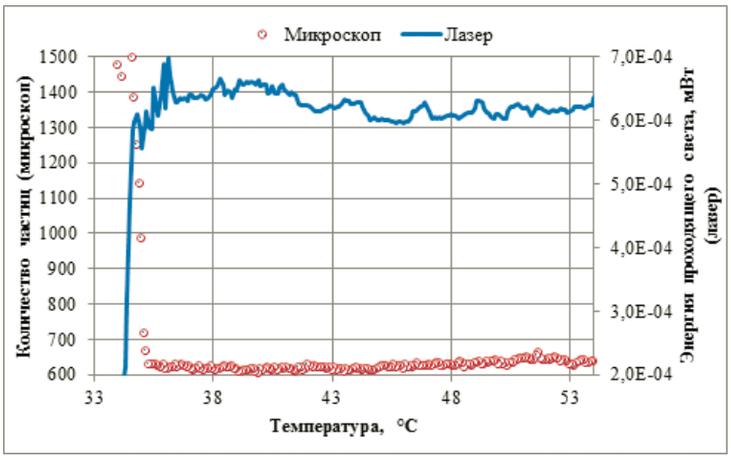


Рис. 2. Зависимость энергии проходящего лазерного излучения и количества частиц от температуры.

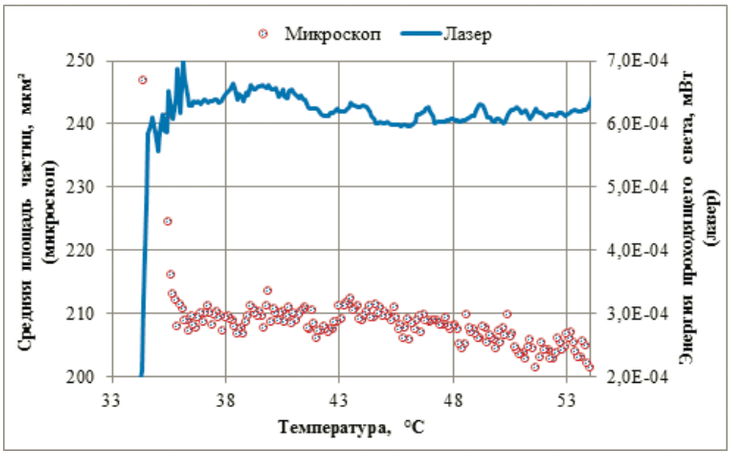


Рис. 3. Зависимость энергии проходящего лазерного излучения и средней площади частиц от температуры.

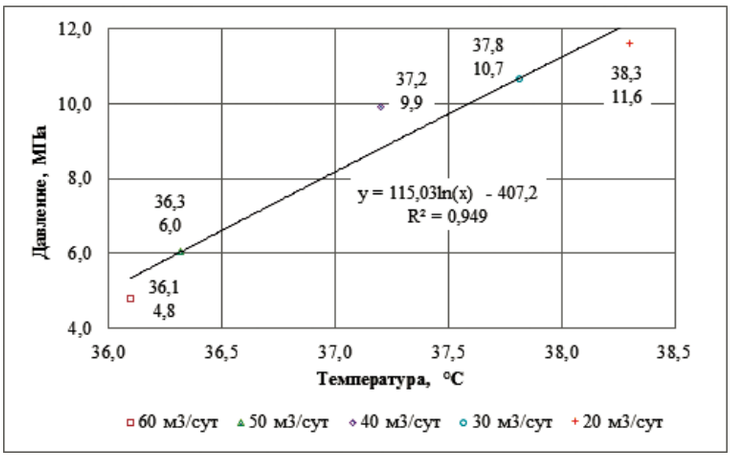


Рис. 4. Зависимость равновесного давления от температуры насыщения нефти парафином в соответствии с моделируемыми дебитами скважины.

В табл. 5 представлены микрофотографии (справа), полученные методом микроскопии под высоким давлением, и данные гранулометрического состава твёрдых органических частиц (слева), образовавшихся в пробе нефти при снижении давления и температуры в соответствии с термобарическим режимом скважины, работающей с дебитом 60 м3/сут.

Рассчитаны параметры термобарических режимов работы скважины для пяти моделируемых дебитов, в соответствии с которыми были проведены исследования по определению условий образования твёрдых органических веществ в пробе нефти. Результаты экспериментов представлены на рис. 4.

Кристаллизация парафина в нефти относится к фазовым переходам первого рода, которые описываются уравнением Клапейрона-Клаузиуса:

$$\frac{dP}{dT} = \frac{q_{12}}{T\left(V_2' - V_1'\right)}, \qquad (1)$$

где q_{12} – удельная теплота, поглощаемая при переходе из состояния 1 в состояние 2 при температуре T,

V_2' и V_1' - удельные объёмы жидкой и твердой фаз соответственно.

При кристаллизации парафина объём равновесной системы уменьшается, поэтому $dP/dT > 0$, т.е. увеличение давления сопровождается повышением температуры кристаллизации парафина, что подтверждают данные экспериментов.

Умножим обе части уравнения (1) на dT и проинтегрируем полученное уравнение:

$$\int dP = \int \frac{dT}{T} \frac{q_{12}}{\left(V_2' - V_1'\right)}, \qquad (2)$$

$$P = \frac{q_{12}}{\left(V_2' - V_1'\right)} ln|T| + C. \qquad (3)$$

Обозначим $\frac{q_{12}}{\left(V_2' - V_1'\right)}$ через k и подставим в (3):

$$P = k\, ln\,|T| + C\,, \qquad (4)$$

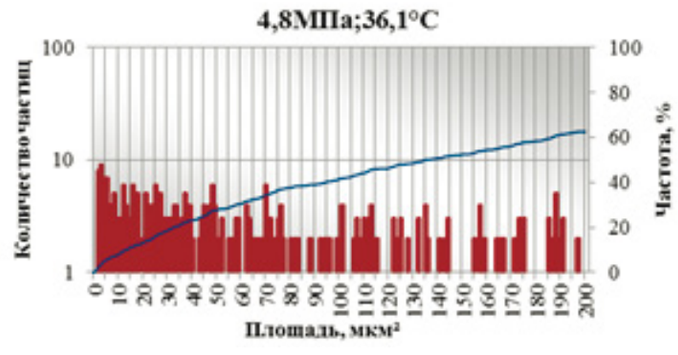
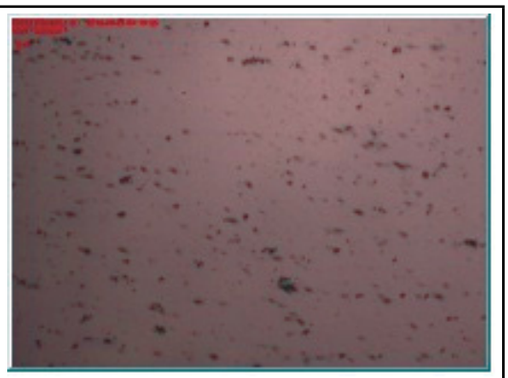
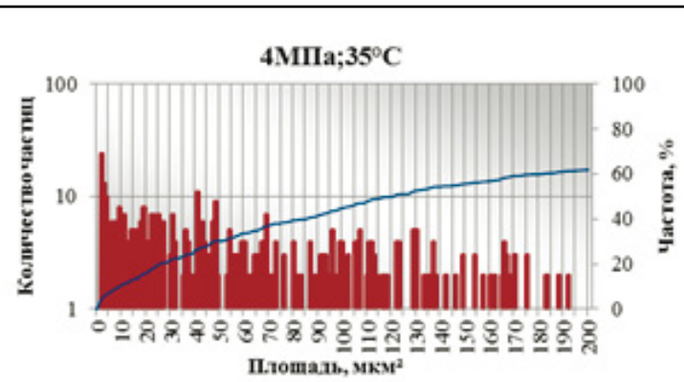
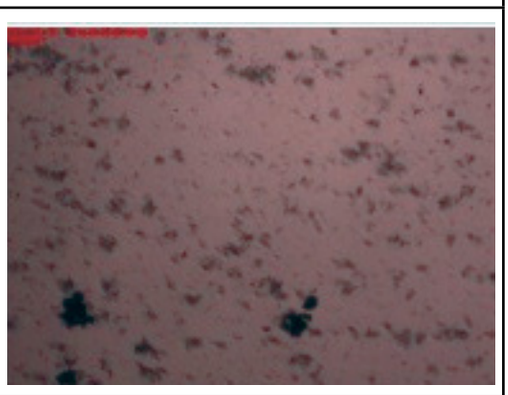
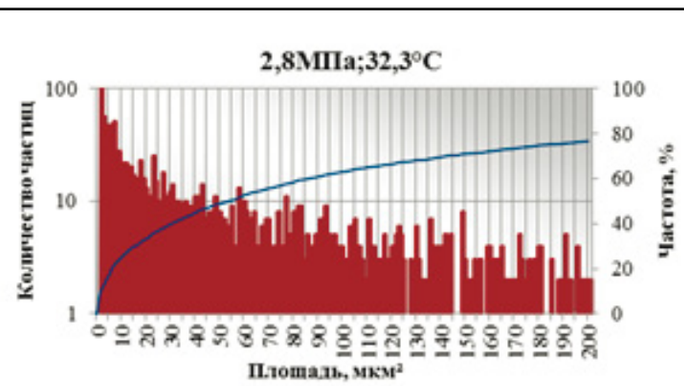
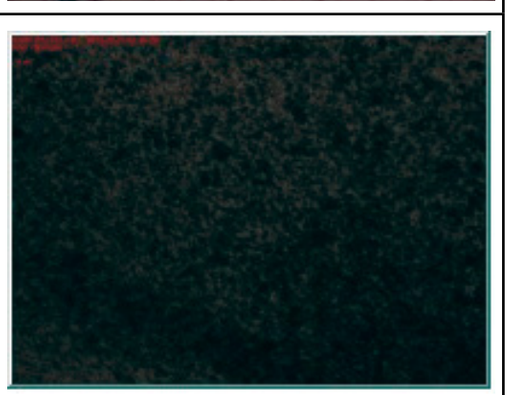
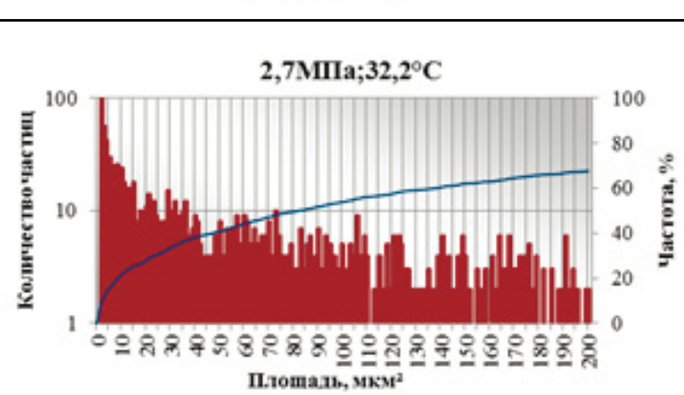
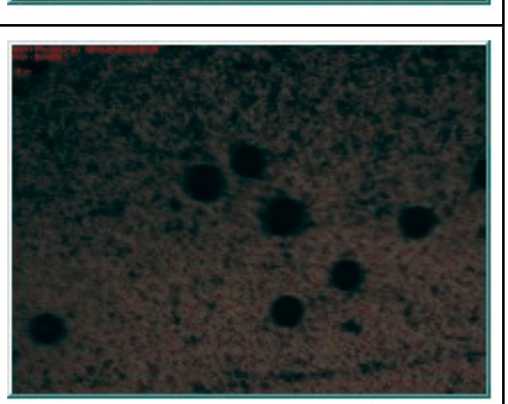
где P - равновесное давление при фазовом переходе,

T - температура насыщения нефти парафином.

Обрабатывая результаты экспериментальных исследований с использованием (4), можно вычислить коэффициент k при полном фазовом переходе для данных условий эксперимента. Так, аналитическое выражение полученной зависимости для равновесного давления может быть записано в следующем виде:

$$P = 115{,}03 \cdot ln\,|T_{нас}| - 407{,}2 \qquad (5)$$

Таблица 5. Гистограммы распределения твердых частиц по площади и микрофотографии образца нефти при снижении давления и температуры.

Произведена привязка условий процесса образования твёрдых органических веществ, полученных в результате лабораторных экспериментов, к глубине скважины. На рис. 5 представлена зависимость глубины начала образования твердых органических веществ в нефти от температуры насыщения для моделируемых дебитов скважины.

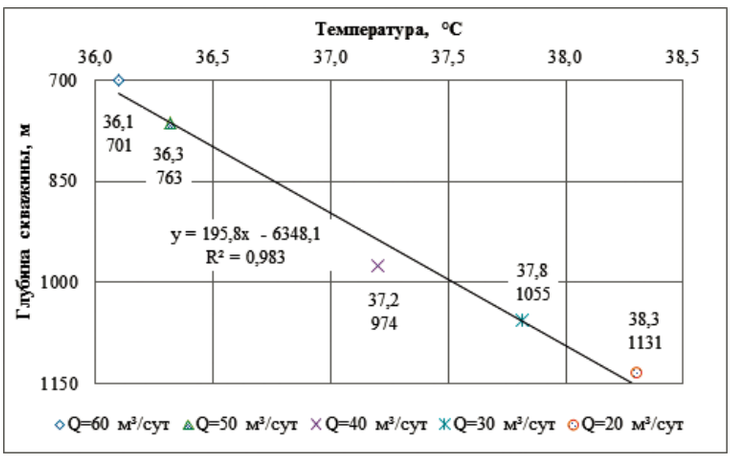


Рис. 5. Зависимость глубины начала образования твёрдых органических веществ в нефти от температуры насыщения для моделируемых дебитов скважины.

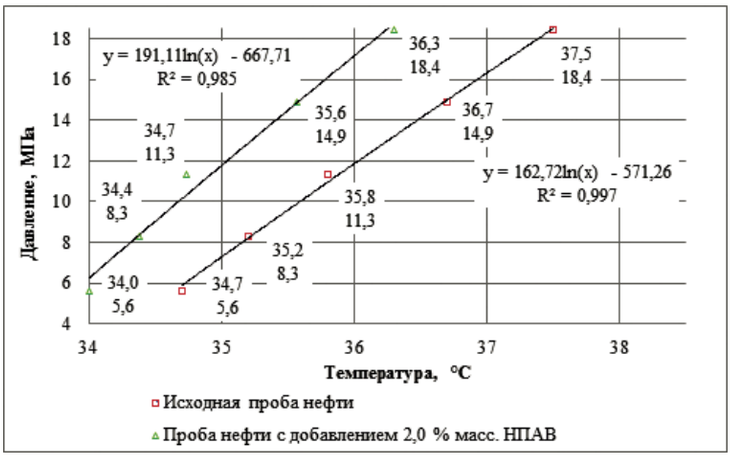


Рис. 6. Зависимость равновесного давления от температуры насыщения нефти парафином.

Анализируя полученные результаты можно предположить, что увеличение дебита скважины в рассматриваемом диапазоне рабочих условий приведет к снижению температуры насыщения нефти парафином в скважине, приблизит вероятный интервал отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в насосно-компрессорных трубах к устью скважины.

Дополнительным методом регулирования условий образования твёрдых органических веществ в скважине является применение химических реагентов. Для снижения температуры насыщения нефти парафином при моделировании скважинных условий авторами произведено тестирование НПАВ, представляющего собой продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов (активная основа) в органическом растворителе. На рис. 6 приведена зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления для исходной пробы нефти и нефти с добавлением НПАВ в концентрации 2 % масс. Исследования проводились при следующих давлениях: пластовое (18,4 МПа), давление на 10% превышающее давление насыщения нефти газом (5,6 МПа) и три промежуточных давления (8,3, 11,3, 14,9 МПа).

Исследования, данные которых представлены на рисунке 6, показали, что введение реагента в нефть приводит к снижению температуры насыщения нефти парафином. Это свидетельствует о перспективности применения реагента данного типа в качестве ингибитора твёрдых органических веществ в скважине.

Выводы

1. Исследованы условия процесса образования твёрдых органических частиц в глубинной пробе нефти в диапазоне моделируемых дебитов скважины 20-60 м^3/сут.

2. Показана возможность снижения скорости образования твёрдых органических частиц в скважине путём изменения режи-ма её работы. Расчеты показали, что в моделируемом диапазоне дебитов скважины 20-60 м^3/сут увеличение дебита на 20 м^3/сут приводит к снижению глубины образования твердых органических частиц в среднем на 200 м.

3. Показана возможность применения неионогенного поверхностно-активного вещества, представляющего собой продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов (активная основа) в органическом растворителе, в качестве ингибитора образования твердых органических частиц в нефтедобывающей скважине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тронов В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними - М.: Недра, – 1970. – т. 192. – с. 5.

2. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

3. Иванова Л. В., Васечкин А.А., Кошелев В.Н. Влияние химического состава и обводненности нефти

REFERENCES

1. Tronov V.P. Resins and paraffin deposits: formation and prevention. – M.: Nedra, – 1970. – v. 192. – p. 5

2. Persijancev M.N. Oil production in abnormal operating conditions - M.: Nedra-Biznescentr, 2000. – 653 p.

3. Ivanova L.V., Vasechkin A.A., Koshelev V.N. Effect of oil composition and its water content on bitumen,

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

на количество асфальто-смолопарафиновых отложений // Нефтехимия – М.:, РАН, 2011. - т. 51. №6. – с. 1–7.

4. Анохин А. А. Выбор режима, предотвращающего отложения парафина в скважинах, оборудованных центробежными насосами // Нефтегазовое дело.- М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2008, т. 6. - №2. - с. 63-66.

5. Чичканов С. В. Разработка и опыт применения химических реагентов для борьбы с АСПО // Инженерная практика. М.: Energy Press, - 2011. - №2. - с. 103-106.

6. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. - №5. - с. 84-87.

7. Гиберт Д. П., Ковригин Л. А. Моделирование процесса отложения парафина на стенках насосно-компрессорной трубы нефтяной скважины // Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, – 2007. – с. 15.

8. Мордвинов В. А., Турбаков М. С., Ерофеев А.А. Методика оценки глубины начала интенсивной парафинизации скважинного оборудования // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», – 2010. – №7. – с. 112-115.

REFERENCES

resins and paraffin deposits // Neftehimija – M.: The Russian Academy of Sciences, 2011. - v. 51. - #6. – p. 1-7.

4. Anohin A.A. Wells equipped with impeller pumps: to prevent paraffin deposits // Neftegazovoe delo.- M.: “VNIIOJeNG” JSC, - 2008. - v. 6. – #2. – p. 63-66.

5. Chichkanov S.V. Chemicals to prevent deposits of asphalts, resins, and paraffins: research and case history // Inzhenernaja praktika. M.: Energy Press, - 2011. - #2. - p. 103-106.

6. Glushhenko V.N., Jurpalov I.A., Shipiguzov L.M. Inhibitors to prevent deposits of asphalts, resins and paraffins: performance evaluation // Neftjanoe hozjajstvo. M.: “Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo” JSC, 2007. - #5. - p. 84-87.

7. Gibert D.P., Kovrigin L.A. Paraffin deposition inside oil well tubing: process modeling. // Jelektrotehnika, informacionnye tehnologii, sistemy upravlenija. – Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politehnicheskij universitet, – 2007. – p. 15.

8. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Erofeev A.A. Downhole equipment: intensive waxing problem. Estimation of starting depth // Neftjanoe hozjajstvo. M.: “Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo” JSC, – 2010. – #7. – p. 112-115.

УДК 622.276

Оценка фильтрационно-ёмкостных характеристик карбонатных коллекторов на полноразмерных образцах керна

Д.А. Мартюшев – аспирант, ассистент
Н.Д. Козырев - студент
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Для карбонатных залежей характерно наличие пространственной фильтрационной неоднородности коллекторов, которая выражается в существовании закономерных направлений, благоприятных для внутри- и межпластовых перетоков флюидов. Одна из причин данного явления заключается в наличии пространственной фильтрационной анизотропии коллекторов. Это явление предопределяется рядом факторов, включающих фациальные условия образования коллекторов, режимы осадконакопления, процессы изменения (выщелачивания) горных пород, приводящих к образованию вторичной пористости, а также напряженное состояние массива

горных пород. В совокупности эти факторы приводят к формированию определенным образом упорядоченных структур и текстур пород коллекторов, влияющих на их физические свойства, и, в конечном счете, на нефтеотдачу пласта [1, 2]. Важность анизотропии проницаемости состоит в том, что она в значительной степени влияет на характер гидродинамических процессов, протекающих в разрабатываемом пласте.

Из вышесказанного следует, что особое значение приобретает повышение информативности результатов исследования керна. Эффективное изучение и освоение сложнопостроенных карбонатных комплексов возможно на основе качественного отбора и исследования представительного кернового материала с получением максимально полной информации о структурно-текстурных особенностях разрезов и их петрофизических характеристиках. Для сложнопостроенных коллекторов характерен сложный полимодальный характер распределения пустот по размерам. При этом исследования свойств горных пород посредством стандартных цилиндров бывает не просто сложно, а практически невозможно. В таких случаях только образцы полноразмерного керна с диаметром 100 мм и более являются представительными для данного типа пустот [3].

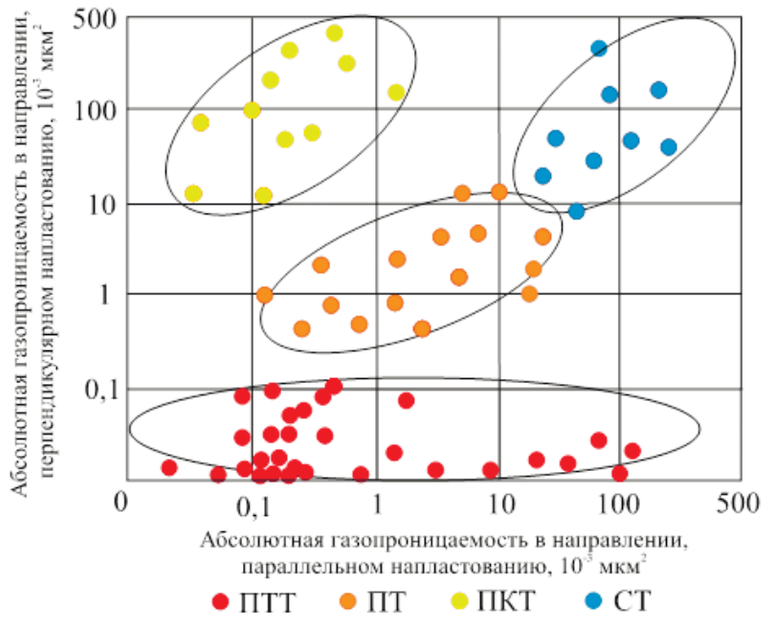


Рис.1. Сопоставление горизонтальной и вертикальной проницаемости.

Используя полноразмерный керновый материал турнейско-фаменских отложений шести месторождений Верхнего Прикамья (Шершневское, Сибирское, Уньвинское, Озерное, Гагаринское, Чашкинское) проведены петрофизические и фильтрационные исследования. Во время геологического исследования кернового материала выявлено, что процессы перекристаллизации, уплотнения и кальцитизации значительно изменили первичную структуру и объем пустотного пространства карбонатных пород. В настоящее время по данным кернового материала выявлено, что ёмкостные свойства этих пород изменяются в большом диапазоне, как представлено в табл. 1.

Таблица 1. Ёмкостные свойства карбонатных пород.

Типы карбонатных пород	Открытая пустотность, среднее значение, %
Поровый тип (ПТ)	6,1
Порово-кавернозный тип (ПКТ)	7,4
Порово-трещинный тип (ПТТ)	1,2
Смешанный тип (СТ)	5,8

Из табл. 1 видно, что по типу открытой пустотности карбонатные залежи разделяются на 4 типа. Наиболее низкие значения открытой пустотности имеют карбонатные породы, пустотное пространство которых создано в основном за счет естественных трещин.

Многообразие структурных форм пустотного пространства обусловило высокую степень анизотропии карбонатных пород по величине газопроницаемости как в направлении перпендикулярном напластованию, так и в направлении параллельном напластованию.

Была выполнена серия экспериментов по изучению вертикальной и латеральной анизотропии на полноразмерных азимутально-ориентированных образцах керна (рис. 1).

Лучшими фильтрационными свойствами обладают карбонатные породы смешанного типа, пустотное пространство которых создано за счет пор, каверн различной формы и размеров, а также за счет естественных трещин, часто соединяющих каверны и поры между собой.

Наиболее анизотропны, в данном случае, карбонатные породы с порово-трещинным типом структуры пустотного пространства, что говорит о преобладании в разрезе пластов с порово-трещинным типом субгоризонтальных естественных открытых трещин. Большинство изученных образцов имеют проницаемость выше в направлении напластования (коэффициент анизотропии < 1). Карбонатные породы с порово-кавернозным типом имеют проницаемость выше в направлении, перпендикулярном напластованию и у большинства образцов (82%) коэффициент анизотропии выше 1,5 [4].

На рис. 2 представлены результаты корреляционной связи пористости и проницаемости изученных образцов керна.

Вид зависимости $K_{пр} = f(K_п)$ для Уньвинского, Гагаринского и Озерного месторождений имеет достаточно макисмальный коэффициент корреляции и указывает преимущественно на межзерновое строение поровое пространства коллекторов. Но так же можно отметить, поле точек, которое не ложится на данные зависимости и при

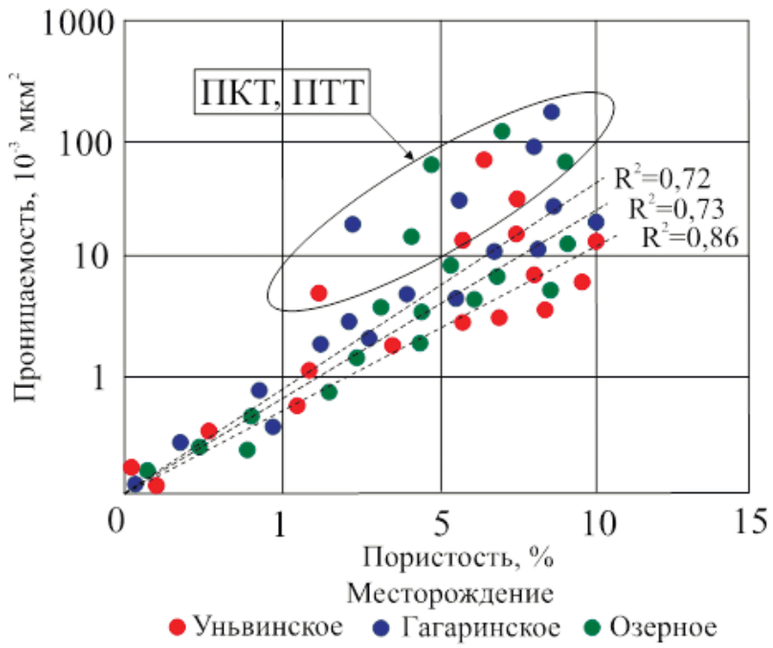


Рис. 2. Зависимость проницаемости от пористости для Т-Фм залежей Верхнего Прикамья.

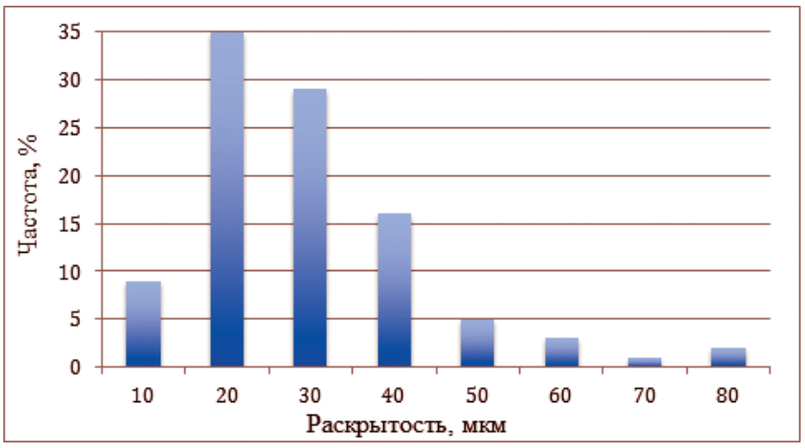


Рис. 3. Частотный график распределения раскрытости трещин по карбонатным коллекторам месторождений Верхнего Прикамья.

том же значении пористости имеют проницаемость в 10 и более раз больше. Этот факт указывает на наличие трещиноватости и вторичных пустот выщелачивания, что характерно для этого типа горных пород и описывается в данных работах [5-8].

По данным азимутально-направленным образцам керна определялись также петрофизические характеристика коллекторов, которые включают в себя определение раскрытости естественных трещин (рис. 3).

Среднее раскрытие трещин является основным фактором, влияющим на физические свойства горных пород, величина которого у изученных пород изменяется в небольших пределах. Как видно из рис. 3, средняя раскрытость естественных трещин большинства исследованных образцов находится преимущественно в диапазоне от 20 до 40 мкм, что хорошо согласуется с результатами работ [9-12]. Данная раскрытость трещин (80 мкм) не является максимальной для карбонатных коллекторов месторождений севера Пермского края, так как образцы с наиболее протяженными и имеющими большое раскрытие трещинами были разрушены в процессе бурения, а также в ходе распиловки при изготовлении образцов.

Таким образом, фильтрационные и петрофизические исследования, выполненные с использованием азимутально-ориентированного керна 6 месторождений Верхнего Прикамья, позволили установить следующее:

- карбонатные коллектора нефтяных месторождений Верхнего Прикамья характеризуются естественной трещиноватостью;
- значения показателя анизотропии изменяются в широком диапазоне. В некоторых случаях вертикальная проницаемость превалирует над горизонтальной, что, несомненно, надо учитывать при геолого-гидродинамическом моделировании и прогнозировании разработки залежи.
- полученные результаты свидетельствуют о необходимости проведения исследования петрофизических и фильтрационных характеристик с использованием азимутально-ориентированного керна.

На основе получаемых в этом случае данных можно оптимизировать расстановку скважин, регулировать потоки флюидов в пласте, прогнозировать азимут распространения трещин при гидроразрыве пласта и выбирать оптимальное направление проводки горизонтальных стволов скважин, что позволит повысить текущий дебит скважин и нефтеотдачу за счет более высокой степени охвата продуктивного пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И., Дурникин В.И. Комплексная оценка трещиноватости пород-коллекторов

REFERENCES

1. Sirotenko L.V., Sirotenko O.I., Durnikin V.I. Ural fore fold reservoir rock fracturing: integrated assessment.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

передовых складок Урала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2012. - №7. - с. 54-66.

2. Крыганов П.В., Колеватов А.А., Вольпин С.Г. Оценка проницаемости и степени участия продуктивного пласта в процессе фильтрации // Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», - 2012. - №2. – с. 26-28.

3. Гурбатова И.П., Плотников В.В., Попов Н.А., Сысоев И.В. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология. Нефтегазовое и горное дело – Пермь: ПНИПУ, - 2013. - №9. - с. 79-86.

4. Черепанов С.С, Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н., Хижняк Г.П. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», - 2013. - №4. – с. 60-61.

5. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - 335 с.

6. Слизовский В.А., Спасибко В.Д., Мелкомуков В.В. Геологическая модель турнейско-фаменских отложений со сложным строением полостного пространства // Геология. Нефтегазовое и горное дело – Пермь: ПНИПУ, - 2004. - №4 - с. 19-21.

7. Антонов Ю.Ф., Мордвинов В.А. Влияние порового осадкообразования на фильтрационных свойства горных пород // Геология. Нефтегазовое и горное дело – Пермь: ПНИПУ, - 2005. - №6 - с. 64-67.

8. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», - 2014. - №4. – с. 51-53.

9. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», - 2011. - №10. - с. 16-19.

10. Мартюшев Д.А., Вяткин К.А. Определение параметров естественных трещин карбонатного коллектора методом трассирующих индикаторов // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», - 2014. - №7. - с. 86-88.

11. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», – 2013. - №3. – с. 62-65.

12. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», - 2014. - №11. – с. 120-122.

REFERENCES

// Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij. M.: «VNIIOJeNG» JSC, - 2012. - #7. - p. 54-66.

2. Kryganov P.V., Kolevatov A.A., Vol'pin S.G. Appraisal of the permeability role and involvement degree of productive strata in filtration // Burenie i neft'. M.: "Burneft" LLC, - 2012. - #2. – p. 26-28.

3. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., Popov N.A., Sysoev I.V. Filtration characteristics studies on the basis of oriented core for complex carbonate reservoir structures // Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo – Perm': PNIPU, - 2013. - #9. - p. 79-86.

4. Cherepanov S.S, Martjushev D.A., Ponomareva I.N., Hizhnjak G.P. Permeability anisotropy of carbonate reservoir on the basis of pressure buildup curves // Neftjanoe hozjajstvo. M.: "Izdatel'stvo «Neftjanoe hozjajstvo" JSC, - 2013. - #4. – p.60-61.

5. Ljadova N.A., Jakovlev Ju.A., Raspopov A.V. Geology and development of the Perm Region oil field– M.: "VNIIOJeNG" JSC, 2010. - 335 p.

6. Slizovskij V.A., Spasibko V.D., Melkomukov V.V. Geologic model of complex structures of Tournaisian-Famennian deposits // Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo – Perm': PNIPU, - 2004. - #4 - p. 19-21.

7. Antonov Ju.F., Mordvinov V.A. The influence of interstitial sedimentation on rock filtration properties // Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo – Perm': PNIPU, - 2005. - #6 - p. 64-67.

8. Martjushev D.A. Statistic-and-probabilistic methods to estimate carbonate reservoir fracturing // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: "Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo" JSC, - 2014. - #4. – p. 51-53.

9. Gladkov E.A. polygenetic forming hydrocarbon cavernous fractured carbonate reservoir // Burenie i neft'. – M.: "Burneft" LLC, - 2011. - #10. - p.16-19.

10. Martjushev D.A., Vjatkin K.A. Definiton of intrinsic fracture characteristic of carbonate reservoir with tracing indicators // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: "Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo" JSC, - 2014. - #7. - p. 86-88.

11. Cherepanov S.S., Martjushev D.A., Ponomareva I.N. Estimation of filtration-volumetric characteristics of fractured carbonate reservoir for Pre-Ural foredeep // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: "Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo" LSC, – 2013. - #3. – p. 62-65.

12. Mordvinov V.A., Martjushev D.A., Puzikov V.I. The influence of reservoir natural fracturing on productivity dynamics of producer wells in complex structures of oil deposits // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: "Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo" JSC, - 2014. - #11 – p. 120-122.

УДК 622.276

Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород

Т.В. Арутюнов – аспирант; А.А. Арутюнов – канд. техн. наук, доцент;
О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент
(Кубанский государственный технологический университет» –
ФГБОУ ВПО «КубГТУ»)

Как было показано ранее [1, 2], сланцевые месторождения углеводородов по ряду признаков существенно и принципиально отличаются от традиционных месторождений.

Для исследования особенностей строения сланцевых отложений имеет смысл рассмотреть, какое место занимают нетрадиционные коллектора в общей классификации коллекторов.

Таблица 1. Общая классификация коллекторов.

Типы коллекторов		Классы по ёмкостным и фильтрационным свойствам
Гранулярные в хорошо отсортированных обломочных породах		*1 класс* открытая пористость до 40% и выше, проницаемость до 1 000 мД и выше
Кавернозные в карбонатных и выщелоченных магматических и метаморфических породах		
Гранулярные отсортированные с малым количеством цемента, оолитовые известняки		*2 класс* открытая пористость более 20%, проницаемость 100-1 000 мД
Биопустотные рифовые и другие биогенные карбонатные породы		
Гранулярные олигомиктового и аркозового состава		*3 класс* открытая пористость 15-20%, проницаемость 10-100 мД
Карбонатные органогенно-детритусовые		
Гранулярные полимиктового состава		*4 класс* открытая пористость 10-15%, проницаемость 1-50 мД
Карбонатные пелитоморфные, мелкозернистые, комковатые		
Трещинные	тектоническая трещиноватость	*5 класс* трещинная пустотность 2-3%, проницаемость до 1 000 мД
	литогенетическая трещиноватость	*6 класс* трещинная пустотность 5-10%, проницаемость до 10-100 мД

В [3] представлена классификация коллекторов по типу, пористости и проницаемости (табл. 1).

Как видно из табл. 1, диапазон изменения проницаемости коллекторов по всем классам составляет больше трёх десятичных порядков, пористости – от 10 до 40%. Диапазон пористости и проницаемости в пределах одного класса может быть очень широк, поэтому в ряде случаев можно выделить подклассы. Так, в классе 2 можно выделить подкласс 2а с хорошо отсортированными малоцементными песчаниками и 2б – с песчаниками, содержащими повышенное количество цемента и соответственно со сниженной ёмкостью и особенно проницаемостью.

Нетрадиционные коллекторы относятся к малопроницаемым коллекторам.

В последние годы в связи с развитием сланцевых производств значительно активизировались исследования природы формирования сланцевой нефтегазоносности.

В [4] указано на ряд процессов, приводящих к образованию углеводородов – диагенез, катагенез и метагенез (рис. 1).

Согласно рис. 1 зона интенсивного газообразования располагается на глубинах 3 км и более. В качестве критерия стадий литогенеза использована отражательная способность витринита.

Этот параметр (отражательная способность витринита) используется как мера степени зрелости органического вещества [5]. На рис. 2 представлены экспериментальные данные по изменению отражательной способности витринита в воздухе с глубиной погружения отложений Донецкого бассейна.

Из рис. 2 следует, что с глубиной погружения отложений зоны нефти и конденсата сменяются зоной газа, и при этом отражательная способность витринита увеличивается.

Созревание витринита – это необратимый термохимический процесс: значение R_o витринита не может уменьшаться.

В [6] при рассмотрении нетрадиционных коллекторов выделено две группы коллекторов – в одних нефтегазоносность обычно сингенетична, а в других – связана с приходом углеводородов из соседних толщ.

Указано, что возникновение в глинистых породах природных резервуаров обусловлено катагенезом, в результате которого формируется как пустотное пространство, так и образуются нефтяные и газовые углеводороды. Один из характерных примеров таких коллекторов – толща глин баженовской свиты в Западной Сибири.

Отмечается особая роль коломорфного (коллоидного) кремнезёма, который создаёт оболочки над агрегатами глинистых минералов и формирует на их поверхности сложные комплексы с участием органического вещества и кремнезёма (возникают так называемые кремний-органические «рубашки»).

В коллекторах межглобулярного типа процессы структурообразования идут в кремнистых толщах биогенного происхождения:

- сначала на ранних этапах диагенеза выстраивается «ажурная» органогенная структура из раковинок кремнестроящих организмов;
- затем происходит перестройка указанной структуры за счёт кристаллизации аморфизированного кремнезёма и формирование глобулярной микротекстуры – межглобулярный тип коллектора;
- генерация углеводородов идёт в условиях достаточной концентрации сапропелевого органического вещества (ОВ) в результате катализа на развитых поверхностностях тонкодисперсного активного кремнезёма;
- на более поздних этапах катагенеза происходит обезвоживание и переход кремнезёма в другие формы – халцедон, а затем кварц.

Нефти в биогенно-кремнистых толщах относятся к нефтям раннего созревания, при этом пористость коллекторов очень высока и достигает 40%. В горных породах развивается трещиноватость, что благоприятствует образованию резервуара пластового или массивного типа с коллектором трещинного типа.

Примеры кремнистых коллекторов – формация Монтерей (Monterey Shale deposits) на шельфе Калифорнии, где кремнистые породы промышленно нефтеносны. На Сахалине в аналогичных толщах открыто два месторождения. Сходным образом возникают резервуары в кремнисто-глинисто-карбонатных богатых ОВ, так называемых доманикоидных, толщах.

В нашей стране к сланцевым толщам помимо баженовской свиты относятся доманиковые отложения

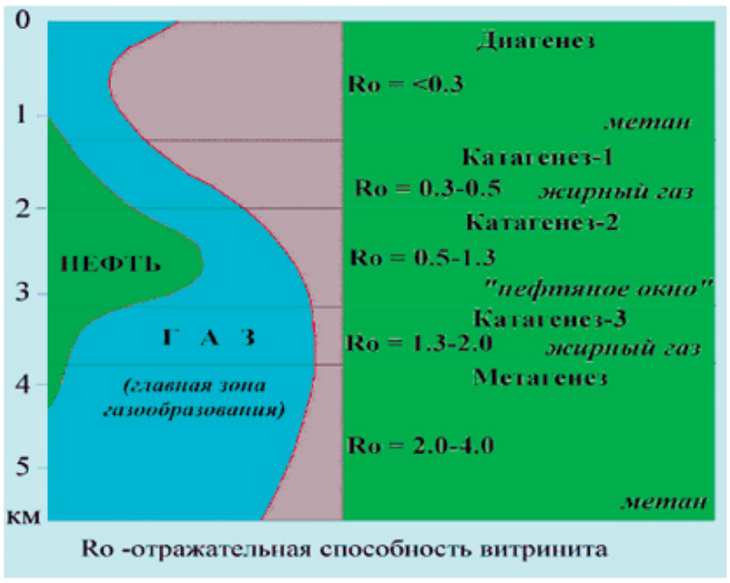


Рис. 1. Генерация углеводородов в стадии литогенеза.

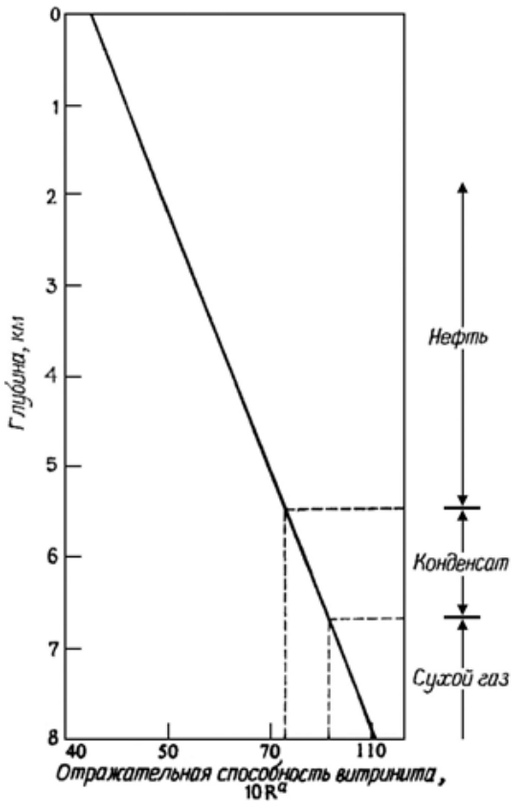


Рис. 2. Изменение отражательной способности витринита в воздухе с глубиной погружения отложений Донецкого бассейна [5].

Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и хадумская свита Предкавказья [7].

На основании представленных данных можно сделать заключение, что сланцевые нефтяные объекты представляют собой сложные технические системы, построенные из пород-коллекторов и органического вещества, причём источником органического вещества является порода-коллектор, в которой существуют неравновесные термодинамические условия, что приводит к фазовым превращениям – генерации органического вещества.

Таким образом, термодинамическая неустойчивость сланцевых пород – главный признак сланцевых объектов, отличающих их принципиально от традиционных пород-коллекторов, в которых генерации углеводородов не происходит. Сланцевые породы в своём составе содержат компоненты, способные в определённых условиях (температура, давление, концентрации, микроструктурные и морфологические параметры и др.) к активному физико-химическому взаимодействию, приводящему к формированию новых фаз и меняющему химический состав и морфологию сланцевых пород.

Физико-химический фактор в технологиях добычи сланцевой нефти имеет многофункциональное измерение, проявляющееся в системах:

- в процессах генерации органического вещества из сланцевых пород;
- при разрушении пород под воздействием гидроразрыва;
- при экстракции нефти из пород.

Следует отметить, что в указанной выше постановке задача физико-химического моделирования сланцевых пород ещё не стала предметом исследования учёных и специалистов, поэтому необходимо обозначить предпосылки решения этой задачи. Методология решения задачи физико-химического моделирования сланцевых пород в предлагаемом подходе строится на принципах междисциплинарного анализа – комплексного системного рассмотрения предмета исследований (сланцевых пород) с использованием методов физической и коллоидной химии, методов исследования структур, грунтоведения, физики твёрдого тела, материаловедения, гидрогеологии, петрографии и других дисциплин.

Рассмотрим принципы моделирования горных пород-песчаников и глин, а также композиций на их основе.

Горная порода может быть представлена как совокупность трёх пространственных систем:

1) скелета из твёрдых частиц породы;

2) порового объёма, пространственная конфигурация которого построена по принципу исключения из общего объёма породы той части объёма, который занят скелетом из твёрдых частиц;

3) системы пространственных связей, придающих горной породе свойства физического тела.

Поровое пространство породы заполнено органическим веществом, которое взаимодействует с породой определённым образом в зависимости от типа и свойств породы и флюида. Характер этого взаимодействия – физико-химический. Процесс движения флюида по породе описывается методами теории подземной гидромеханики [8], порода – физико-химическая механика природных дисперсных систем [9] и методов исследования микроструктур грунтовых материалов [10].

Рассмотрим основы строения пород с использованием методов грунтоведения [11]. В табл. 2 и 3 приведены основные классифицирующие признаки пород и грунтов.

В табл. 4 и 5 приведены основные и производные физические характеристики грунта.

Методы петрографии осадочных пород [13] и грунтоведения дополняют друг друга и позволяют создать общую картину микроструктуры горных пород.

Весь диапазон пород (грунтов) может быть описан в терминах теории связности, согласно которой есть два вида горных пород:

1) несвязные – пески, в которых значимая связь между структурными элементами (песчинками) отсутствует;

2) связные – глинистые грунты, в которых между микроструктурными элементами есть значимое взаимодействие.

Модель несвязной горной породы представлена на рис. 3.

Глинистый грунт – наиболее сложная система в сравнении с другими горными породами:

- глинистый грунт имеет многоуровневую микроструктуру – нижний уровень – частицы коллоидных размеров, более высокие уровни – агрегаты с существенно большими размерами;
- в глинистом грунте, в отличие от песчаного, существует развитая система пространственных химических связей между микроструктурными элементами;

Таблица 2. Классификация грунтов по содержанию глинистых частиц и числу пластичности [12].

№ п/п	Наименование грунта	Содержит частиц < 0,005 (%)	Число пластичности J_p
1	Глины	> 30	> 0,17
2	Суглинок	10÷30	0,07÷0,17
3	Супесь	3÷10	0,01÷0,07
4	Песок	< 3	не пластичный

Таблица 3. Класс природных дисперсных грунтов.

Группа	Подгруппа	Тип	Вид
Связные	Осадочные	Минеральные	Глинистые грунты
		Органоминеральные	Илы, заторфованные грунты
		Органические	Торфы и др.
Несвязные		Минеральные	Пески, крупнообломочные грунты

Таблица 4. Основные физические характеристики грунта.

Наименование	Обозначение	Размерность	Формула для вычисления
Плотность грунта	ρ	кг/м^3	$\rho = \frac{G}{V}$
Удельный вес грунта	γ	кН/м^3	$\gamma = \rho \cdot g$
Плотность частиц грунта	ρ_s	кг/м^3	$\rho_s = \frac{G_s}{V_s}$
Удельный вес частиц грунта	γ_s	кН/м^3	$\gamma_s = \rho_s \cdot g$
Влажность грунта	W	безразмерна	$W = \frac{(G - G_s)}{G_s} = \frac{G_w}{G_s}$
Влажность на границе пластичности	W_p	безразмерна	$W_p = \frac{G_{w,p}}{G_s}$
Влажность на границе текучести	W_L	безразмерна	$W_L = \frac{G_{w,L}}{G_s}$

Таблица 5. Производные физические характеристики грунта.

Наименование	Обозначение	Размерность	Формула для вычисления
Плотность сухого грунта	ρ_d	кг/м^3	$\rho_d = \frac{G_s}{V} = \frac{\rho}{1+W}$
Удельный вес сухого грунта	γ_d	кН/м^3	$\gamma_d = \rho_d \cdot g = \frac{\gamma}{1+W}$
Коэффициент пористости	e	безразмерна	$e = \frac{V_n}{V_s} = \frac{\rho_s - \rho_d}{\rho_d} = \frac{\rho_s}{\rho_d - 1}$
Пористость	n	безразмерна	$n = \frac{V_n}{V} = \frac{\rho_s - \rho_d}{\rho_s} = \frac{1 - \rho_d}{\rho_s}$

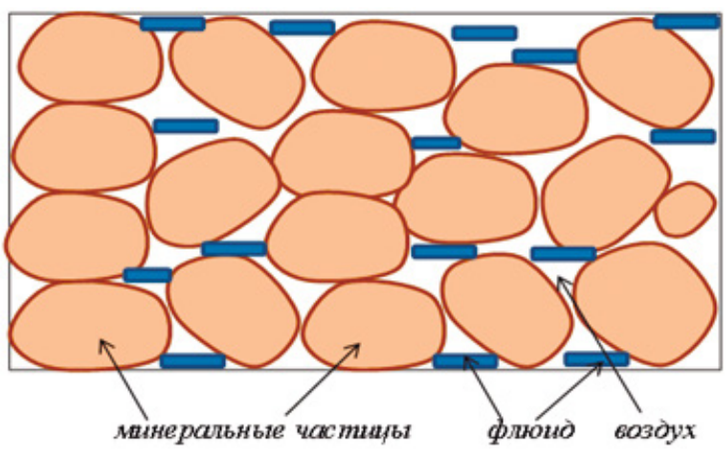
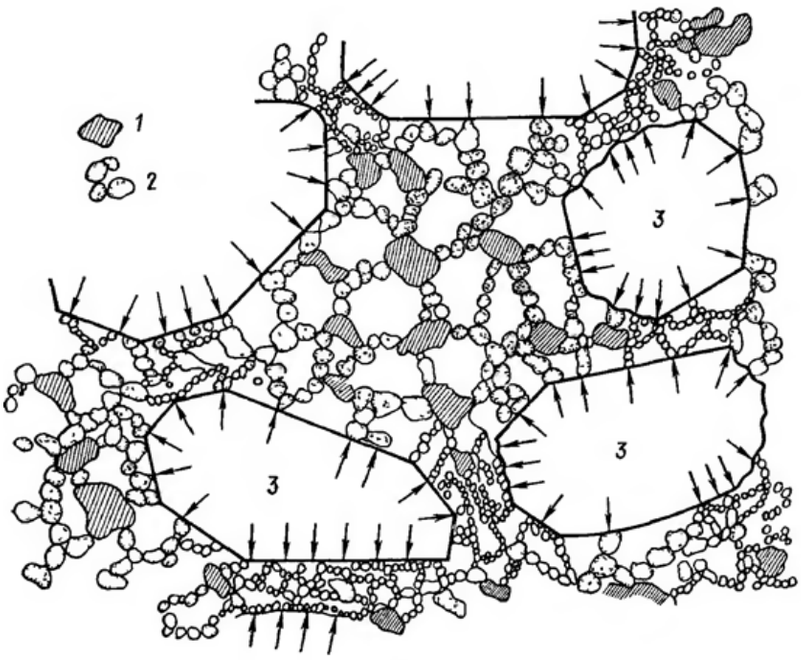


Рис. 3. Модель несвязной горной породы.

- глинистый грунт обладает свойством тиксотропии (способности грунта при приложении к нему нагрузки к полному или неполному возврату к исходному состоянию после снятия нагрузки);
- в глинистом грунте существует особое свойство (высокое сродство твёрдой и жидкой фаз, что является проявлением физико-химической природы глин).

В водной среде глинистое вещество находится в диспергированном или агрегированном состояниях (рис. 4) [10].

Песчаник по классификации грунтов относится к связным средам, модель песчаника представлена на рис. 5. Отличие песчаника от песка состоит в наличии связки между минеральными частицами.



Таким образом, представленные в данной статье материалы по классификации пород и методам моделирования связных и несвязных пород могут рассматриваться как предпосылки задачи физико-химического моделирования сланцевых пород.

Рис. 4. Микроструктура глинистого грунта:
1 – тонкие фракции частиц;
2 – коллоидные частицы;
3 – крупные минеральные частицы.

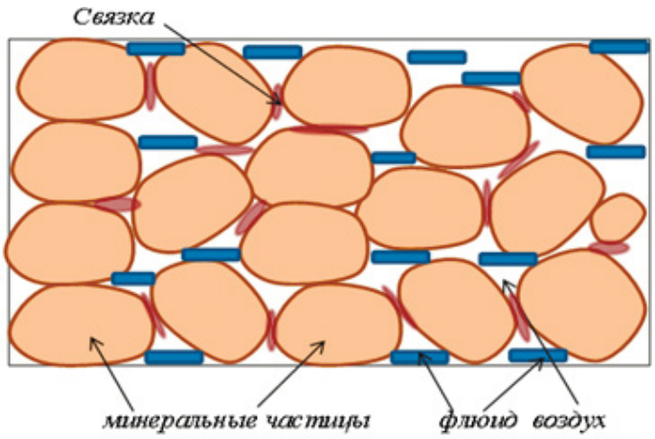


Рис. 5. Модель песчаника.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнов Т.В. Современные технологии разработки месторождений сланцевой нефти // «Инновационное развитие современной науки» Сборник статей Международной научно-практической конференции. 31 января 2014 г.: в 9 ч. Ч. 7 / отв. ред. А.А. Сукиасян. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2014. – с. 164-166.
2. Арутюнов Т.В., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Наука. Техника. Технологии, 2014. – №3. – с. 43-47.
URL: http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2014/3/Arutunov-Antoniadi-Savenok-43-47.pdf
3. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учебник. М.:– Изд. МГУ, 2000. – 384 с.

REFERENCES

1. Arutjunov T.V Modern technologies to develop shale oil fields // Innovative science development nowadays International research and practical conference. Collection of articles. January 31in part 9,7 / chief editor A.A. Sukiasjan– Ufa: RIC Bash GU, 2014. – p. 164-166.
2. Arutjunov T.V., Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of methodologies and technologies of commercial shale oil field development. // Nauka. Tehnika. Tehnologii, 2014. – #3. – p. 43-47.URL: http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2014/3/Arutunov-Antoniadi-Savenok-43-47.pdf
3. Bazhenova O.K., Burlin Ju.K., Sokolov B.A., Hain V. Petroleum geology and geochemistry. Textbook.M.: Izd. MGU, 2000. – 384 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья. Вестник ОНЗ РАН, ТОМ 2, NZ5001, doi:10.2205/2010NZ000014, 2010.

5. Дж. Хант. Геохимия и геология нефти и газа / Перевод с английского А.И. Конюхова, Г.В. Семерниковой, В.В. Чернышева; под редакцией Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архипова. – М.: Издательство «Мир», 1982. – 704 с.

6. Серебряков А.О. Геология России. Региональная геология: учебник / А.О. Серебряков, Н.Ф. Фёдорова, С.А. Абакумова; под науч. ред. О.И. Серебрякова – Астрахань: Астраханский государственный университет, Издательский дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.

7. Преснякова О.В. Сланцевая нефть доманикитов – что это?
URL: http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/geol/012.pdf

8. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

9. Физико-химическая механика природных дисперсных систем / Под ред. Е.Д. Щукина, Н.В. Перцова, В.И. Осипова, Р.И. Злочевской. – М.: Издательство Московского университета, 1985. – 264 с.

10. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

11. Трофимов В.Т., Королев В.А., Вознесенский Е.А., Голодковская Г.А., Васильчук Ю.К., Зиангиров Р.С. Грунтоведение / Под ред. В.Т. Трофимова. 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 1024 с.

12. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

13. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород / Под ред. академика Е.М. Сергеева. – М.: Недра, 1989. – 211 с.

REFERENCES

4. Dmitrievskij A.N., Vysockij V.I. Shale gas as a new development vector of hydrocarbon crude world market. Vestnik ONZ RANV volume 2, NZ5001, doi:10.2205/2010NZ000014, 2010.

5. J. Hunt Petroleum geology and geochemistry/ translated from the English by Konjuhov A.I., Semernikovoj G.V., Chernysheva V.V.; under the editorship of N.B. Vassoevich, A.Ja. Arhipov . – M.: Izdatel'stvo Mir, 1982. – 704 p.

6. Serebrjakov A.O. Russia geology. Gegional geology.Textbook. / A.O. Serebrjakov, N.F. Fjodorova, S.A. Abakumova under the editorship of Serebrjakov A.O/ Astrakhan: Astrakhan state university. Publishing house Astrakhan university. 2010. – 320 p.

7. Presnjakova O.V Shale oil of domanikits - what is it? URL: http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2014/geol/012.pdf

8. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Subsurface hydromechanics. College textbook. – M.: Nedra, 1993. – 416 p.

9. Physico-chemical mechanics of natural disperse system / under the editorship of E.D. Shhukin, H.V. Percov, V.I. Osipov, R.I. Zlochevskaja – M.: Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta, 1985. – 264 p.

10. Osipov V.I., Sokolov V.N., Eremeev V.V. Clay caps of oil and gas fields – M.: Nauka, 2001. – 238 p.

11. Trofimov V.T., Korolev V.A., Voznesenskij E.A., Golodkovskaja G.A., Vasil'chuk Ju.K., Ziangirov R.S. Soil science / under the editorship of V.T. Trofimov. the 6-th edition, revised and enlarged.– M.: Izd-vo MGU, 2005. – 1024 p.

12. GOST 25100-2011. Soils. Classification

13. Osipov V.I., Sokolov V.H., Rumjanceva N.A. Clay rock microtexture/under the editorship of academician E.M. Sergeev. – M.: Nedra, 1989. – 211 p.

УДК 622.691.4:628.517

Исследование взаимосвязи твердости и характеристик механических свойств металла трубопроводов газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; С.В. Петров – кандидат техн.наук, доцент
(Ухтинский государственный технический университет)
И.Н. Бирилло - начальник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы;
П.А. Кузьбожев - специалист группы интеллектуальной собственности
(Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)

При проведении капитального ремонта газораспределительной станции (ГРС) ООО «Газпром трансгаз Ухта» были отобраны фрагменты металла из надземных трубопроводов низкого (1,2 МПа) давления, из которого были изготовлены образцы для проведения механических испытаний по ГОСТ 1497-84 [1]. Необходимость исследования свойств металла труб обусловлена тем, что, несмотря на низкое рабочее давление, свойства металла труб могут ухудшаться под действием высокоскоростного потока газа после редуцирующего клапана-регулятора.

Характеристики трубопроводов: тип прокладки – надземный, на опорах, диаметр труб – 426 мм, толщина стенки труб - 10 мм, марка стали труб - сталь ст. 4. Для механических испытаний на растяжение изготавливались образцы полной толщины трубы (№ 2-1, 2-2) и уменьшенной толщины, примыкающие к наружной (№ 2-3, 2-5, 2-6) и внутренней (№ 2-8) поверхностям труб. Образцы № 2-4 и 2-7 изготовлены из средней по толщине стенки части трубы. Образцы ориентированы вдоль и поперек продольной оси трубы, за исключением образца № 2-8, который изготовлен из металла, ориентированного вдоль трубы.

Измерение твёрдости металла образцов из труб технологической обвязки ГРС проводилось с целью оценки степени однородности его механического состояния. Для измерения твёрдости использовали ультразвуковой измеритель твердости УЗИТ-2М. Твёрдость определяли на образцах, предназначенных для испытания на статическое растяжение. Измерения проводили по краям образцов, в областях, предназначенных под зажимы разрывной машины. На образцах полной толщины измерения проводили на одной из боковых граней образцов, то есть в области сечения образцов по толщине стенки трубы, на образцах уменьшенной толщины – на поверхности, расположенной в одной плоскости с поверхностью трубы.

Применительно к результатам определения твёрдости рассчитывали выборочные статистические характеристики согласно методике расчета для малой выборки значений [2].

Экспериментально установленные характеристики механических свойств и результаты расчета статистических характеристик твёрдости образцов представлены в табл. 1.

К характеристикам неоднородности распределения измеренных чисел твёрдости по образцам относятся стандартное отклонение, дисперсия выборки, коэффициент вариации (рис. 1). Очевидно, что наибольший разброс измеренных значений твёрдости наблюдается на образцах № 2-1, 2-3, 2-5 и 2-8.

Характерно, что именно на данных образцах зафиксирована недостаточная величина условного предела текучести, а на трёх из них относительное удлинение

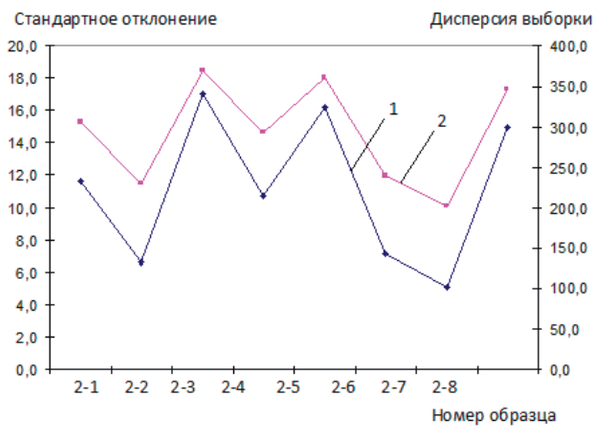


Рис. 1. Распределение характеристик вариации чисел твёрдости по образцам
1 – дисперсия выборки,
2 – стандартное отклонение.

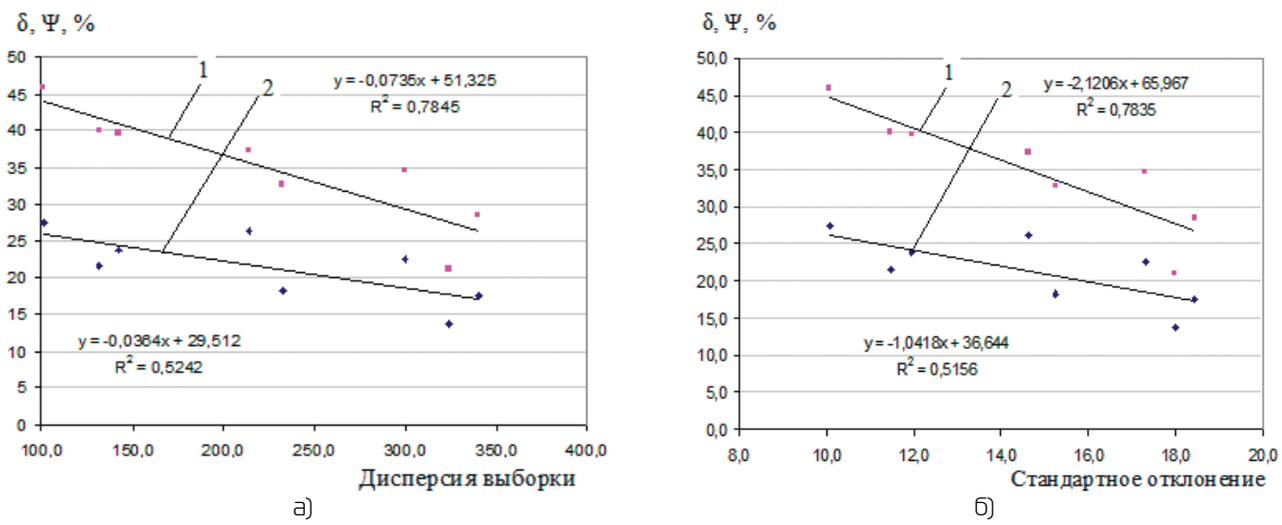
Таблица 1. Характеристики механических свойств и статистические характеристики твердости образцов металла труб.

		Характеристики механических свойств (строки 1-6) и статистические характеристики твердости (строки 7-17)							
№ п/п	Номер образца	2-1	2-2	2-3	2-4	2-5	2-6	2-7	2-8
1	$\sigma_{0,2}$, МПа	278	286	372	327	388	301	338	265
2	$\sigma_в$, МПа	504	515	534	526	526	544	524	520
3	$\sigma_{разр}$, МПа	709	767	707	770	628	814	806	733
4	δ, %	18,2	21,6	17,5	26,2	13,8	23,8	27,5	22,5
5	ψ, %	32,7	39,9	28,5	37,2	21	39,6	45,8	34,6
6	E, ТПа	0,196	0,2	0,182	0,194	0,197	0,191	0,2	0,194
7	Среднее	173,7	187,7	177,8	199,2	180,0	172,9	149,0	187,8
8	Стандартная ошибка	3,1	2,3	3,8	3,0	3,7	2,4	2,1	3,5
9	Медиана	178,0	187,0	176,0	196,0	178,0	174,0	152,0	185,5
10	Мода	187,0	190,0	212,0	193,0	184,0	168,0	156,0	185,0
11	Стандартное отклонение	15,3	11,5	18,4	14,6	18,0	12,0	10,1	17,3
12	Дисперсия выборки	232,7	131,9	340,2	214,0	324,2	142,8	101,3	300,0
13	Эксцесс	-1,5	0,3	-0,1	-0,8	-1,0	0,6	-0,4	0,0
14	Асимметричность	-0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	-0,1	-0,6	0,1
15	Интервал	50,0	47,0	70,0	51,0	63,0	54,0	38,0	67,0
16	Минимум	150,0	164,0	142,0	176,0	147,0	146,0	127,0	153,0
17	Максимум	200,0	211,0	212,0	227,0	210,0	200,0	165,0	220,0

после разрыва образцов меньше установленной нормативной величины 20 % (табл. 1). При этом связь статистических характеристик – дисперсии выборки и стандартного отклонения от относительного удлинения и относительного сужения образцов после разрыва характеризуется единообразной зависимостью: с увеличением разброса твёрдости металла образцов показатели пластичности металла уменьшаются (рис. 2).

Причем, если для относительного удлинения наблюдается общий тренд изменения показателей (коэффициент аппроксимации R^2 невысок – 0,52), то для относительного сужения имеет место линейная функциональная зависимость между показателями с коэффициентом аппроксимации R^2 = 0,78.

Таким образом, установлено, что показатели пластических свойств металла образцов из трубопроводной обвязки ГРС низкого давления определяются однородностью структуры и свойств, которые



а) б)

Рис.2. Зависимость относительного удлинения и относительного сужения от дисперсии выборки (а) и стандартного отклонения (б) твердости образцов металла труб из трубопроводной технологической обвязки ГРС
1 – относительное сужение,
2 – относительное удлинение образцов после разрыва.

можно протестировать по твёрдости, определяемой на различных участках поверхности и по сечению толщины стенки металла труб. Классической зависимости предела прочности от средних значений твердости на выборке полученных данных не прослеживается.

Для контроля твердости, измеренной с помощью прибора УЗИТ-2М, выполнили стандартные измерения твёрдости по Бринеллю с помощью механического прибора ТПБ-5013. Диаметр шарика 5 мм, испытательная нагрузка 750 кг. Предварительно прибор откалиброван по эталонам твёрдости, поверхность образцов в точках замеров механически выровнена до шероховатости не более до R_z = 40. Установлено, что расхождение средних чисел твёрдости составляет не более 10-15%, таким образом, определение твёрдости прибором УЗИТ-2М выполнено корректно.

Для интерпретации выявленных закономерностей были выполнены металлографические исследования, целью которых являлось выявление структурных особенностей металла, способных повлиять на характеристики его механических свойств. Исходя из предположения, что в различные области сечения трубы по толщине стенки могут испытывать различные по величине и характеру воздействия, исследования микроструктуры провели в 3-х сечениях по толщине стенки, а также отдельно наружной и внутренней поверхности.

Исследования проводились на металлографическом микроскопе NU-2 [3]. На нетравленых шлифах определили количество неметаллических включений, установлено, что образец является довольно чистым по неметаллическим включениям, обнаружены единичные включения, соответствующие баллу № 1-2 по ГОСТ 1778-70 [4].

После травления выявлена микроструктура образцов: феррито-перлитная, крупнозернистая, предположительно, соответствует структуре стали марки ст.4сп, величина зерна соответствует баллу № 6-7.

Рис. 3. Микроструктура, х30 металла образца:
а) наружная поверхность трубы, б) внутренняя поверхность трубы.

Вблизи наружной поверхности наблюдается частичное обезуглероживание на глубину 0,25 мм (рис. 3). Структура металла вблизи внутренней поверхности трубы также имеет свои особенности: перлит распределен не виде объёмных включений, а в виде плоских извилистых пластинчатых включений. Данные особенности структуры вблизи поверхностей металла трубы могут вызывать ухудшение пластических свойств металла труб, что и было зафиксировано в ходе механических испытаний образцов из фрагмента металла № 2.

Выводы

1. Экспериментальным путем установлена зависимость характеристик пластичности образцов металла труб технологической обвязки газораспределительной станции (относительное удлинение и сужение образцов после разрыва) от статистических характеристик выборок твёрдости металла (дисперсия и стандартное отклонение): с увеличением разброса твёрдости металла образцов показатели пластичности металла уменьшаются.

2. Обосновано, что увеличение неоднородности и ухудшение пластических свойств металла на поверхности труб после продолжительной эксплуатации может быть связано с особенностями распределения структурных элементов металла.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение. – М.: ФГУП «Стандартинформ». – 2005. – 22 с.

2. Степнов М.Н., Шаврин А.В. Статистические методы обработки результатов механических испытаний. – М.: Машиностроение, – 2005. – 399 с.

3. Оптический микроанализ структуры металла трубопроводов: Учебное пособие: Под ред. Кузьбожева А.С. – Ухта: Изд-во УГТУ, – 2010. – 116 с.

4. ГОСТ 1778-70. Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений. – М:. Издательство стандартов, 1971. – 50 с.

REFERENCES

1. GOST 1497-84. Metals. Tensile test methods – M.: FGUP «Standartinform». – 2005. – 22 p.

2. Stepnov M.N., Shavrin A.V. Mechanical testing: experimental statistics – M.: Mashinostroenie, – 2005. – 399 p.

3. Pipeline metal structure: optical microanalysis. Study guide under the editorship of Kuz'bozhev A.S. – Uhta: Izd-vo UGTU, – 2010. – 116 p.

4. GOST 1778-70. Steel. Nonmetallic inclusions: metallographic methods of determination – M.: Izdatel'stvo standartov, 1971. – 50 p.

УДК 622.06

Добыча и применение природного газа для выварки соли в Китае в XIX веке

А.А. Сазонов – канд. экон. наук, доцент
(НиГС РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)
А.Г. Калинин – доктор техн. наук, профессор
(МГРИ-РГГРУ)

В Китае впервые в мире из скважин малого диаметра, обсаженных бамбуковой обсадной колонной, осуществлялась добыча раствора каменной соли (рапы) и природного газа, который использовался для выварки поваренной соли.

Развитие и разработка Зилиуджингского месторождения природного газа напрямую зависело от развития техники технологии глубокого бурения с использованием ударно-канатного способа, который получил свое развитие в Китае в 11 веке. Зилиуджингская залежь имеет площадь 125 км^2, на которой разведано и использовано примерно половина запасов. С 1041 по 1053 г. глубина бурения скважин достигала 200 метров, что позволило использовать залежь для добычи соли. С 1573 по 1620 г. глубина бурения скважин увеличилась в 1,5 раза и достигла 300 метров (группа Хиджиайе, принадлежащая к верхнему Триасу). С 1736 по 1796 г. глубина бурения скважин увеличилась до 700 м, а 1821 г., глубина бурения скважин достигла 900 м.

В 1835 году была сдана в эксплуатацию скважина «Шанхай» и освоена продуктивная зона, содержащая «черную» соль в Зилингджингской группе и природный газ в Джиалингджингской группе формаций Триаса.

Во время правления династии Куин скважины для добычи соли и природного газа в провинции Сычуань получили ускоренное развитие, что связано с развитием техники бурения глубоких скважин.

Интенсификация использования Зилиуджингского месторождения природного газа (интенсивная добыча соли и газа) относится к периоду 1851-1874 г. - времени правления Хианфенга и Тонгши (династия Куин).

Самая продуктивная газовая скважина – это скважина «Хайшун», которая могла обеспечить природным газом около 700 котлов для выпаривания соли.

Скважина «Мози» предназначена для добычи природного газа и нефти, причем объём нефти, который был добыт за 3 года её эксплуатации, истощился на 45%, в то время как природный газ добывался из скважины «Мози» в течение более чем 20 лет и снабжал около 400 котлов для выварки соли. Скважина «Дешенг» снабжала газом около 500 выварочных котлов.

Глубина выше перечисленных скважин составляла от 870 м до 1000 м. Из скважин, глубина которых была свыше 900 м, добывалась «черная» соль и природный газ. Джиалиджингское месторождение природного газа эксплуатировалось в течение значительного периода времени. Большинство газовых скважин было закончено и введено в эксплуатацию, что позволило развить новые технологии добычи природного газа. Новые технологии и приспособления для добычи и транспортировки газа, а также оборудование для использования природного газа получили дальнейшее развитие. Применялись устройства для сбора газа на устье скважины, определения качества газа, хранения и транспортировки природного газа.

Джозеф Нидхем, известный английский ученый, в своей книге «Наука и развитие цивилизации в Китае» приводит описание устройства для сбора природного газа на устье скважины, которое для своего времени было уникальным сооружением. Данное устройство включало выполненный из дерева резервуар «Кангпэн», который закрывал устье газовой скважины и имел следующие размеры: высота 3,33 м, нижний диаметр – 3,33 м и верхний диаметр - 1 м. Вокруг резервуара «Кангпэн» расположены трубопроводы из бамбука для транспортировки газа под выварочные котлы. Резервуар установлен на круглое каменное основание. Общий вид резервуара «Кангпэн» представлен на рис. 1. Резервуар «Кангпен» изготавливался из сосновых досок, расположенных так, что они образовывали усечённый конус. Внизу находился каменный круг, который имел отверстие в центре, прямо напротив колонной головки (устья скважины).

Рис. 1. Внешний вид резервуара «Кангпэн».

Под каменной плитой были скрыты трубопроводы. Снаружи корпус резервуара «Кангпэн» крепился бамбуковыми веревками. На рис. 2 представлен процесс выварки соли с использованием природного газа, добытого из газовой скважины Ян Фа Жи, расположенной в провинции Сычуань (Китай).

Резервуар «Кангпэн», установленный на устье скважины, мог использоваться для сбора низконапорного природного газа и солевого раствора, разделяя воздух и транспортируемый газ. Это уникальное устройство, устанавливаемое на устье скважины, для сбора и распределения газа.

Первый резервуар «Кангпэн» был изготовлен из сосновых досок, он имел на каждой скважине различные размеры. Например, конструкция резервуара «Кангпен» на скважине Донжуан, представленная на рис. 3, имеет следующие составные части:

1 - колонная головка (устье скважины) изготовлена из камня с центральным отверстием, размер которого зависел от диаметра скважины, и должен был совпадать с максимальным диаметром кондуктора.

2 - рабочий пол сделан из толстых деревянных досок.

3 - верхняя каменная плита изготовлена из массивного камня с тем же диаметром, как внутренний диаметр деревянной обсадной колонны. Плита имела отверстие в виде воронки с диаметром наверху 0,6 метра и внизу - 0,4 метра.

Верхняя каменная плита 3 использовалась для спуско-подъёма бурильного инструмента. Когда природный газ попадал в резервуар «Кангпэн» из скважины, некоторое количество воздуха поступало через верхнюю плиту 3 в скважину.

4 - крышка резервуара изготавливалась из дерева, использовалась для закрытия верхней части резервуара, чтобы предотвратить выход газа из резервуара.

5 - трубопровод для транспорта природного газа. После смешивания природного газа с воздухом, смесь транспортировалась по трубопроводу.

6 – узел изготавливался вместе с крышкой 4, служил её центром, и предназначен для изменения направления движения потока воздуха. Смесь природного газа и воздуха направлялась в трубопровод 5.

7 - корпус резервуара «Кангпэн» предназначен для накопления смеси природного газа и воздуха. Он также имел функцию выпуска воды и впрыска небольшого количества воздуха из поддона.

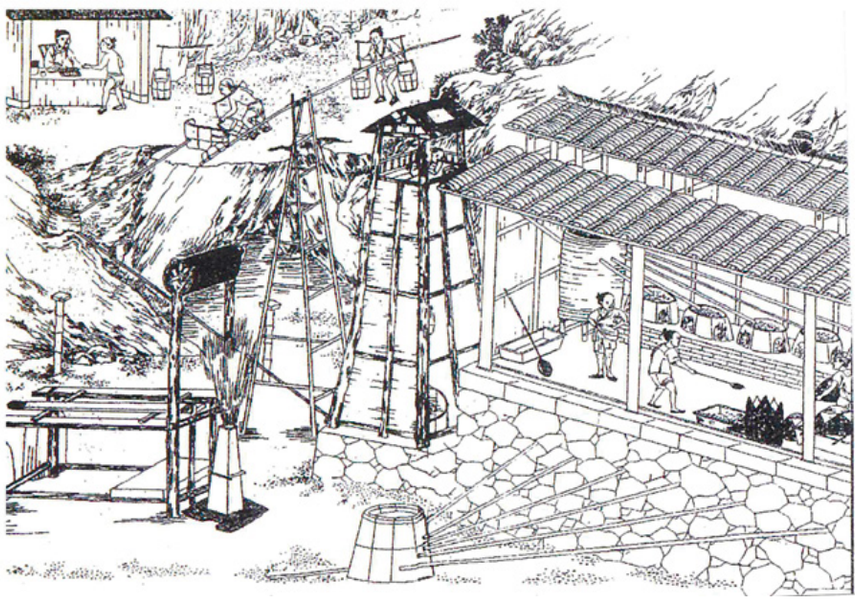


Рис. 2. Процесс выварки соли с использованием природного газа.

8 - нижняя каменная плита имела отверстие в форме воронки, расположенной по центру, диаметром 0,50 метра в верхней части и 0,23 метра – в нижней части. Предназначалась для диффундирования природного газа и спуска бурильного инструмента.

9 - устье скважины. Резервуар устанавливался непосредственно на устье скважины.

10 - каменная кладка (кондуктор) квадратной формы с круглым отверстием по центру. Размер отверстия зависел от размера долота, используемого при бурении для вскрытия скважины.

11 - ствол большого размера. Ствол большого размера указывал начало секции скважины большого размера.

12 - бамбуковая обсадная колонна. Обсадная колонна использовалась для изоляции от воды, имеющая те же самые функции, что и обсадная колонна скважины при проведении современных операций бурения.

13 - ствол скважины. Ствол скважины указывал размер пробуренного ствола скважины после установки обсадной колонны.

14 - трубка для сброса газа.

15 - нижний трубопровод – это желоб для слива воды, соединённый с отверстием в непосредственной близости от края резервуара «Кангпэн». Нижний трубопровод 15 использовался для выпуска воды и поступления в резервуар небольшого количества воздуха.

Природный газ, который попадал в резервуар «Кангпэн» смешивался

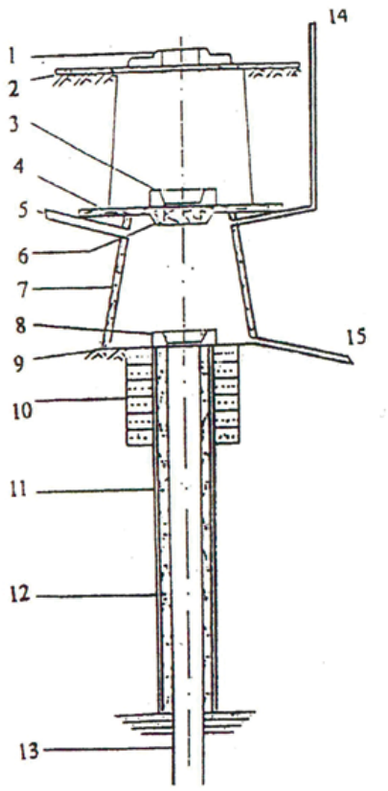


Рис. 3. Конструкция резервуара «Кангпэн».

с воздухом, поступающим из нижней каменной плиты 8, и затем подавался через трубопровод 5 в систему подачи газа под выварочные котлы. При транспортировке газа весь трубопровод от резервуара «Кангпэн» и до выварочного котла имел наклон от 6 до 9 градусов.

Резервуар «Кангпэн» при сборе природного газа выполняет следующие функции (рис. 4).

Редуцирование давления.

После установки резервуара Кангпэна ниже рабочего стола 2, он соединяется с окружающим воздухом. Неглубоко залегающий природный газ двигается непосредственно через нижнюю каменную плиту 8 из ствола скважины. Природный газ сразу попадает в резервуар «Кангпэн» и поступает в первую линию трубопровода 5 к выварочным котлам.

Сепарация природного газа от воды и сброс жидкости.

Когда природный газ добывается вместе с солевым раствором, который поступает из скважины вместе с природным газом. Природный газ часто фонтанирует с солевым раствором. Также сам по себе природный газ содержит небольшое количество воды. Под давлением в 1 атм. каждый кубический метр природного газа имеет примерно 40 грамм воды при температуре 35 °С. Когда природный газ двигается вверх в резервуар «Кангпэн», его давление падает, объём увеличивается, а температура снижается. В случае когда средняя температура внутри резервуара «Кангпэн» составляет 18 °С, влажность природного газа составляет 25 грамм на кубический метр газа, так 25 грамм конденсата воды выделяется из каждого кубического метра газа. Для скважины Донджуан 693 килограмма воды сепарировалось каждый день. Кроме того, в линиях транспортировки природного газа также образуется вода, полученная при дальнейшей конденсации газа. Этот водяной конденсат собирается в нижней части резервуара «Кангпэн» и затем сбрасывается через нижний трубопровод, тем самым улучшая теплотворную способность природного газа на 0,5%.

Предупреждение выброса сероводорода.

Природный газ из солевых скважин содержит сероводородную кислоту. Максимальное разрешенное содержание сероводородной кислоты в воздухе – 0,01 грамма на кубический метр, в то время как сероводород, содержащийся в 1 куб.м. газа из скважины «Донджуан» содержит 11,598 грамм в куб.м., в 1 миллион раз больше чем разрешенный объём. Утечки природного газа представляют опасность для обслуживающего персонала скважины.

В верхней части резервуара «Кангпэн» расположен трубопровод 5 для транспортировки природного газа и линия 14 сброса. При проведении операций по выварке соли, сила тяги, получаемая при сгорании природного газа, непрерывно возрастает, газ под её действием подается по трубопроводу к выварочным котлам без переполнения на устье скважины. В случае, когда объём природного газа становится значительным, дроссельная задвижка, установленная в линии сброса 14, открывается, сбрасывая избыток природного газа в окружающую среду.

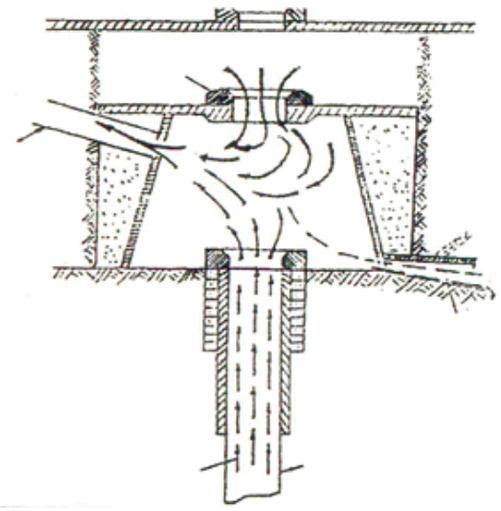


Рис. 4. Схема работы резервуара «Кангпэн» при добыче природного газа.

Смесь природного газа и воздуха должна подаваться в резервуар «Кангпэн» через линию выброса и транспортный трубопровод без переполнения резервуара «Кангпэн», расположенного на устье скважины, что обеспечит безопасность рабочих, участвующих в указанной работе, при этом содержание сероводорода равно нулю. Это показывает, что резервуар «Кангпэн» очень надежен и прочен при его использовании.

Основной источник поступления воздуха в резервуар «Кангпэн» – из-под верхней каменной плиты 3, расположенной в верхней части резервуара. Отверстие в резервуаре «Кангпэн», имеющее форму воронки, расположенное в его центре имеет 0,6 метра в диаметре в верхней части и 0,4 метра – в нижней части, что способствует поступлению в резервуар большого количество воздуха.

Другая возможность попадания воздуха в резервуар «Кангпэн» – это через нижний 15 трубопровод, который используется для сброса воды, которая собирается в нижней части резервуара «Кангпэн». Выход нижнего трубопровода 15 выполнен из камня диаметром 35 см с отверстием в центре, размер которого – 9 см. Весь объём воздуха попадает в резервуар через верхнюю воронку в каменной плите, в то время как нижний трубопровод 15 выполняет роль сброса воды из нижней части резервуара. Возможность попадания небольшого количества воздуха непосредственно в резервуар «Кангпэн» через скрытый трубопровод не может быть полностью исключена.

Сбор солевого раствора при выходе природного газа.

Сбор солевого раствора во время выпуска природного газа может быть реализован на той же самой скважине, то есть розлив солевого раствора в выварочные чаны идет одновременно с транспортировкой природного газа до котлов для выварки соли. Природный газ и воздух смешиваются в резервуаре «Кангпэн» и смесь подаётся к выварочным котлам через транспортный трубопровод без каких-нибудь утечек.

Производительная работа скважины «Донджуан» составляет 106 лет с 1892 года по 1998 год при использовании резервуара «Кангпэн» для добычи низконапорного газа. Это действительно чудо в истории добычи природного газа.

Даже в наши дни технология сбора природного газа с помощью резервуара «Кангпэн» все еще осуществляется в провинции Зигонг с годовым объёмом добычи природного газа – 80 млн. м^3 газа в год.

7 марта 2015 года талантливый ученый, кандидат технических наук, профессор, зав. кафедрой бурения Ухтинского государственного технического университета (УГТУ), «Почетный работник высшего профессионального образования РФ»

Надежда Михайловна Уляшева

отметила свой юбилей.

Н.М. Уляшева родилась 7 марта 1950 года в д. Аранец Печорского района в семье сельских учителей. В 1972 году окончила Ухтинский индустриальный институт по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

После окончания института вся творческая и педагогическая деятельность Надежды Михайловны связана с УГТУ: с 1972 по 1982 г.– ассистент кафедры бурения, 1982-1989 г. – старший преподаватель, 1990-2001 г. – доцент, 2001-2012 г. – профессор, с 2012 г. – зав. кафедрой бурения.

В 1987 г. Н.М. Уляшева защитила диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук на тему: «Разработка полимерных буровых растворов с пониженными диспергирующими свойствами для бурения в глинистых отложениях». В 1993 г. получила ученое звание доцента, а в декабре 2009 г. - ученое звание профессора по кафедре.

Н.М. Уляшева проводит активную научную и организационную деятельность. В течение многих лет она является членом диссертационных советов по защите кандидатских и докторских диссертаций, а также членом Ученого совета университета. В 1998–2000 гг. она являлась ученым секретарем диссертационного совета К 064.83.02, в 2007–2012 гг. - ученый секретарь диссертационных советов Д 212.291.01. и Д 212.291.02., в настоящее время – ученый секретарь диссертационного совета Д 212.291.01.

В УГТУ Надежда Михайловна преподает дисциплины: «Буровые промывочные и тампонажные растворы» (специальность и направления магистерской подготовки), «Химия промывочных и тампонажных жидкостей» (специальность), «Физико-химические методы регулирования свойств буровых растворов» и «Технология рабочих жидкостей для бурения, крепления и капитального ремонта скважин» (магистерская подготовка). Руководит научно-педагогической школой – «Бурение скважин на Европейском Севере России», магистерской программой – «Технология буровых растворов», аспирантами, а также развивает эффективные методы подготовки инженерных кадров по индивидуальным учебным планам. Ряд её учеников стали руководителями нефтегазодобывающих предприятий Республики Коми, преподавателями вузов. Под её научным руководством защищено 7 кандидатских и более 30 магистерских диссертаций.

Надеждой Михайловной разработаны, испытаны и внедрены высокоэффективные рецептуры буровых растворов, которые применяются для бурения скважин на нефтегазовых месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, и были использованы при строительстве уникальных сверхглубоких скважин: Тимано-Печорская № 1 и Колва № 1.

Высокий профессиональный уровень Надежды Михайловны подтверждается значительным объёмом научно-исследовательских, проектных работ, выполняемых под её руководством, и представлен в научных публикациях и учебных изданиях. Основные направления её исследований сосредоточены в области эффективного применения технологии буровых растворов при строительстве нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях Крайнего Севера.

Н.М. Уляшева автор более 70 публикаций, в том числе 1 монографии, 3 учебных пособий, имеет 8 авторских свидетельств и патентов на изобретения. За разработки в области буровых растворов награждена бронзовой медалью ВДНХ. В 2004 г. на III Московском международном салоне инноваций и инвестиций её научная работа по буровым растворам получила золотую медаль, в этом же году награждена была знаком «Почетный работник высшего профессионального образования РФ».

Дорогая Надежда Михайловна!
Поздравляем Вас с юбилеем!

Желаем Вам крепкого здоровья, благополучия, дальнейших творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и педагогической деятельности!

Друзья, коллеги по совместной работе,
коллектив Ухтинского государственного университета,
редакция журнала «Инженер-нефтяник».

11 марта исполнилось 65 лет, Сергею Николаевичу Бастрикову,

крупному учёному, доктору технических наук, профессору, Академику естественных наук РФ, Заслуженному работнику Минтопэнерго РФ

Трудовую деятельность Сергей Николаевич Бастриков начал в 1970 году помощником бурильщика Надымской нефтеразведочной экспедиции.

В 1972 году окончил Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола (ныне – Государственный Нефтегазовый Университет) по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин.

После окончании института работал в институте Гипротюменнефтегаз Главтюменнефтегаза Миннефтепрома СССР инженером, старшин инженером. С созданием на основе научного подразделения Гипротюменнефтегаза в 1975 году Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИНП, с 1994 г. – акционерное общество) продолжил здесь трудовую биографию – вначале старшим научным сотрудником, с 1982 г. – заведующим лабораторией наклонно направленного бурения, с 1988 г. – возглавлял отдел бурения скважин, в 1993 г. – назначен заместителем директора института в области бурения. С 1994 г. – заместитель генерального директора, с 2006 г. – Первый заместитель генерального директора – директор департамента бурения нефтяных и газовых скважин, с 2010 г. по настоящее время – генеральный директор ОАО «СибНИИНП».

Вся его работа связана с отраслевой наукой: заочно закончил аспирантуру ВНИИБТ (г. Москва) у профессора Калинина А.Г., в 1986 году защитил кандидатскую, в 2000 году – докторскую диссертацию, в 2003 году – первому в Западно-Сибирском регионе присвоено звание профессора по специальности «Технология бурения и освоения скважин», действительный член РАЕН.

Серей Николаевич Бастриков руководитель и разработчик более ста комплексных проектов строительства горизонтальных нефтяных и газовых добывающих скважин на месторождениях Западной и Восточной Сибири, среди них таких крупных, как Самотлорское, Федоровское, Восточно-Сургутское, Братское газоконденсатное; руководитель первых проектов строительства скважин в Западной Сибири по экологически безопасному бурению, в том числе без использования земляных шламовых амбаров, успешно реализованных на практике, в частности на Приобском, Правдинском, Ватинском, Северо-Ореховском и многих других месторождениях.

Автор 14 патентов и авторских свидетельств на изобретения, более 40 научно-исследовательских отчетов, четырех монографий и более 90 статей - результат теоретических исследований процесса взаимодействия бурильного инструмента с горной породой в наклонно направленных скважинах, автоматизации проектирования строительства скважин и управления искривлением их траекторий, технико-технологических решений и проектов строительства горизонтальных скважин.

Результаты выполненных научно-исследовательских и проектных работ явились основой разработки более 20 нормативных отраслевых и региональных документов (руководящих документов, технологических регламентов, стандартов объединения, инструкций), являющихся научно-методической базой для разработки проектов строительства скважин и производства буровых работ на нефтяных и газовых месторождениях Тюменской области, ЯНАО и ХМАО.

За последние 10 лет реализация, выполненных под его руководством инновационных проектов строительства скважин, позволила ОАО «Сургутнефтегаз» начать разведочное бурение в Республике Саха (Якутия), ТНК-УВАТ (ныне РН-Уватнефтегаз) добыть первый млн. тонн нефти на Урненском месторождении в Тюменской области, НК «Роснефть» начать разведочно-эксплуатационное бурение на Ванкорском месторождении в Красноярском крае, ОАО «Тюменнефтегаз» приступить к эксплуатационному бурению на Русском месторождении в ЯНАО. Это реальный вклад руководимого им с 1993 по 2010 гг. коллектива департамента бурения скважин ОАО «СибНИИНП» в развитие

экономики страны с весомым народно-хозяйственным эффектом.

Сегодня руководимый им СибНИИНП-это мощный научно-исследовательский и проектный центр, способный комплексно решать все вопросы освоения нефтегазовых месторождений от подсчета запасов до обустройства.

Научно-производственная деятельность С.Н.Бастрикова активно совмещалась с общественной работой: председатель совета молодых ученых и специалистов, секретарь комитета комсомола института, председатель комитета народного контроля, секретарь партбюро института, член бюро Центрального райкома ВЛКСМ, член Тюменского горкома и обкома ВЛКСМ – все это без отрыва от основной работы.

Бастриков С.Н. является председателем Ученого Совета ОАО «СибНИИНП», членом диссертационного Совета Д 064.07.03 при Тюменском государственном нефтегазовом университете, с 1993 года - председателем ГАК в ТюмГНГУ по защите дипломных проектов по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», руководителем аспирантов и соискателей ученых степеней, профессором кафедры «Бурение скважин». Член Экспертного совета по совершенствованию законодательства в сфере ТЭК в Российской Федерации Комитета Совета Федерации по экономической политике.

Является членом редакционной коллегии научно-технического журнала «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», членом редакционного совета научно-технического журнала «Инженер-нефтяник».

Лауреат премии Тюменского комсомола в области науки и техники (1982 г.) Награжден знаком Министерства нефтяной промышленности «Ударник 10-й пятилетки» (1981 г.), знаком ЦК ВЛКСМ «За активную работу в комсомоле» (1982 г.), медалью «За освоение недр и развитие нефтегазового комплекса Западной Сибири» (1987 г.), удостоен звания «Заслуженный работник Минтопэнерго России» (1996 г.), «Почетный нефтяник Тюменской области», награжден почетной грамотой губернатора Тюменской области (2005 г.), объявлена благодарность губернатора Тюменской области (2009 г.), награжден медалью ордена «За заслуги перед Отечеством» II степени (2011 г.).

Дорогой Сергей Николаевич!

Поздравляем Вас с юбилеем и желаем Вам крепкого здоровья, благополучия, дальнейших творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и преподавательской деятельности!

Редакция журнала «Инженер-нефтяник

Аннотации статей

УДК 378.31

ИННОВАЦИОННЫЕ МИССИИ ТЕХНИЧЕСКИХ УНИВЕРСИТЕТОВ ДЛЯ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ (С. 5)

[1]Василий Иванович Лисов
[2]Александр Егорович Воробьев

[1]МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
Тел. (495) 433-62-55
[2]РУДН
117198, ул. Миклухо-Маклая, д.6
Тел.: (495) 434-53-00
Факс: (495) 433-95-88

Рассмотрены новые задачи инновационной модернизации российской промышленности. Поставлен вопрос об активизации инженерного копирования лучших образцов импортной техники и технологии. Показан потенциал вузовской науки и пути финансирования университетской науки.

Ключевые слова: экономика инноваций; миссии технических университетов; финансирование работ.

УДК 622.24.082

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС УПРАВЛЕНИЯ СУПЕРВАЙЗИНГОВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ (С. 10)

[1]Валерий Владимирович Кульчицкий
[2]Алексей Валерьевич Щебетов
[2]Вадим Леонидович Александров
[3]Дмитрий Вячеславович Гришин

[1]НИИБТ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991 Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65
[2]Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991 Москва, Ленинский проспект, 63/2, к. 2988
[3]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119296, ГСП-1, В-296, Москва, Ленинский проспект, 65

В статье изложены практические результаты 10-летнего использования и совершенствования программного комплекса «Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин». Издано учебное пособие, организована система подготовки и повышения квалификации буровых супервайзеров, реализуется профессиональная образовательная программа для получения дополнительной квалификации, разработан совместно с Центром супервайзинга бурения и нефтегазодобычи РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина программный комплекс «Автоматизированная система управления супервайзингом бурения, текущего и капитального ремонта скважин».

Ключевые слова: программный комплекс; автоматизированное рабочее место; супервайзинговое предприятие; автоматизированная система управления супервайзинговым предприятием.

УДК 622.243.56

УПРАВЛЯЕМОСТЬ ПРОЦЕССА УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ (с. 12)

[1]Игорь Юрьевич Быков
[2]Борис Алексеевич Перминов
[3]Виктор Борисович Перминов
[1]Зафар Хангусейн оглы Ягубов
[1]Эмин Зафар оглы Ягубов

[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
[2]Российская открытая академия транспорта МИИТ, г. Ухта
169131, Республика Коми, г. Ухта, ул. Дзержинского, д. 21
E-mail: astrostas2008@yandex.ru
[3]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, г. Ухта, Республика Коми, пр-т. Ленина д.39/2

Проведен анализ способов управления процессом бурения, рассмотрена возможность управления с использованием динамических составляющих и дана рекомендация построения структуры управления по динамическим составляющим крутящего момента

Ключевые слова: динамическая колонна бурильной колонны; управление по динамическим параметрам; вариационная структура; передаточная функция.

УДК 622.24.051

АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ОПОРНОГО КОЛОНКОВОГО БУРЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ (с. 15)

[1]Вячеслав Васильевич Нескоромных
[1]Александр Леонидович Неверов
[1]Павел Геннадиевич Петенёв
[2]Дмитрий Давидович Каратаев

[1]Сибирский федеральный университет
660025, г. Красноярск, проспект имени газеты «Красноярский рабочий», 95
Тел. (391)-206-37-72
E-mail: sovair@bk.ru
[2]ООО «Норильскгеология» ГМК «Норильский никель»
663330, Россия, Красноярский край, г. Норильск, Промышленная зона ООО «Норильскгеология», 1
Тел. (3919)-45-25-84
E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru.

Рассмотрен вопрос технологического и технического оснащения бурения опорных скважин с целью поиска месторождений нефти и газа в условиях Сибири и северных территорий. С учетом опыта бурения глубоких скважин на Талнахском рудном узле рассмотрены основные технологические особенности проходки скважин малого диаметра комплексами со съёмным керноприёмником. Предложена новая конструкция буровой коронки с параметрами, позволяющими обеспечить бурение вязкими буровыми растворами и стабилизировать направление скважины. Приведены результаты стендовых исследований предлагаемой коронки

Ключевые слова: бурение; буровой раствор; бурильная колонна; коронка; алмазный инструмент.

УДК 622.24.051.7

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СКОРОСТИ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ОТ СПОСОБА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КЕРНА, ТИПА ПОДЪЕМНИКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ И НАДЕЖНОСТИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА (с. 22)

Леонид Артёмович Лачинян
Александр Константинович Медведев

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

В статье проведена оценка взаимосвязи способа разведочного колонкового бурения, конструкции колонкового снаряда с показателями и трудоёмкостью разведочного бурения. Применение буровых установок с подвижным вращателем в сочетании с бурильными свечами небольшой длины и элементами механизации и автоматизации открывает перспективы создания максимально компактных и мобильных буровых установок, как основы высокой производительности и качества геологоразведочного колонкового бурения, в том числе традиционного и с применением съёмного керноприёмника.

Ключевые слова: керноприёмник; буровой снаряд; рейсовая скорость бурения; подвижный вращатель.

УДК 622.24.053.8

КОНТРОЛЬ СБОРКИ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КЛОННЫ (с. 28)

Пётр Павлович Егоров

ООО «Ай Ди Эс Навигатор»
127422, Москва, Дмитровский проезд, 10
E-mail: epp_tver@mail.ru

В статье описано устройство, позволяющее непосредственно на буровой при сборке КНБК произвести калибровку практически всех типов датчиков, используемых в настоящее время для измерения крутящего момента на машинном ключе. Приведена методика расчёта калибровочной характеристики данного устройства.

Ключевые слова: КНБК; резьба; тензодатчик; калибровка.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ (с. 33)

Иван Александрович Стручков
Михаил Константинович Рогачев

ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, д. 2
E-mail: StruchkovIA@gmail.com

В работе поставлена проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования при добыче нефти, содержащей в своем составе значительное количество высокомолекулярных органических компонентов (асфальтенов, смол, парафинов), которая является причиной уменьшения межремонтного периода работы скважин и снижения технико-экономических показателей их работы. Произведен расчет термобарических режимов скважины в зависимости от дебита, в соответствии с которыми выполнены экспериментальные исследования по определению условий процесса образования твердых органических веществ в образце глубинной пробы нефти. В результате проведенных исследований установлено, что снижение температуры насыщения нефти парафином с увеличением дебита обусловлено понижением равновесного давления. Приведены

рекомендации по ингибированию образования твёрдых органических веществ в скважинных условиях. Исследования по определению влияния неионогенного поверхностно-активного вещества, представляющего собой продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов (активная основа) в органическом растворителе, на органические вещества в нефти показали эффективность применения данного реагента в качестве ингибитора твёрдых органических веществ в скважине.

Ключевые слова: парафины; органические отложения; температура насыщения нефти парафином; глубинная проба нефти; технологический режим работы скважины; давление; температура.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЛНОРАЗМЕРНЫХ ОБРАЗЦАХ КЕРНА (с. 38)

Дмитрий Александрович Мартюшев
Никита Дмитриевич Козырев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, проспект Комсомольский, дом 29
E-mail: martyushevd@inbox.ru

Рассмотрены азимутально-направленные полноразмерные образцы керна карбонатных залежей, находящихся на территории Верхнего Прикамья. Выявлено, что карбонатные коллектора по открытой пустотности дифференцируются на 4 типа. Изучена анизотропия фильтрационных свойств коллекторов и построен график зависимости проницаемости в различных направлениях. Установлено, что лучшими фильтрационными свойствами обладают карбонатные коллектора смешанного типа. Петрофизическими исследованиями установлено, что раскрытость естественных трещин большинства образцов пород находится преимущественно в диапазоне от 20 до 40 мкм.

Ключевые слова: сложнопостроенные карбонатные коллектора; абсолютная газопроницаемость; полноразмерный керн; типы пустотности; раскрытость естественных трещин.

УДК 622.276

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД (с. 42)

Татос Владимирович Арутюнов
Александр Аракелович Арутюнов
Ольга Вадимовна Савенок

Кубанский государственный технологический университет» – ФГБОУ ВПО «КубГТУ»
350072, Россия, г. Краснодар, ул. Московская, дом 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

В статье рассматриваются особенности строения месторождений в сланцевых отложениях, а также происхождение и процессы формирования сланцевой нефтегазоносности. На основе использования методов междисциплинарной методологии разработаны предпосылки задачи физико-химического моделирования сланцевых пород.

Ключевые слова: сланцевые породы; сланцевые отложения; нетрадиционные ресурсы; сланцевая нефтегазоносность; классификация коллекторов; физико-химическое моделирование; связные и несвязные породы.

УДК 622.691.4:628.517

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ ТВЕРДОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИК МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ ПОСЛЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ (с. 48)

[1]Игорь Юрьевич Быков
[1]Сергей Владимирович Петров
[2]Игорь Николаевич Бирилло
[2]Павел Александрович Кузьбожев

[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
Тел.: (8216) 774482
[2]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
169300, Россия, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

При исследовании взаимосвязи твёрдости и характеристик механических свойств металла имеют ввиду линейную зависимость показателей твердости и прочности. Не менее важными являются показатели неоднородности механических свойств и твёрдости, исследование которых выполнено применительно к металлу технологических трубопроводов низкого давления на газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации для условий воздействия динамической нагрузки от высокоскоростного потока газа.

Ключевые слова: газораспределительная станция; твёрдость; механические свойства; продолжительная эксплуатация.

УДК 622.06

ДОБЫЧА И ПРИМЕНЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫВАРКИ СОЛИ В КИТАЕ В XIX ВЕКЕ (с. 51)

[1]Алексей Алексеевич Сазонов
[2]Анатолий Георгиевич Калинин

[1]НиГС РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр., 65
E-mail: sazonov_aa@mail.ru
[2]МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

В статье приведено описание устройства для сбора природного газа на устье скважины, которое для своего времени было уникальным сооружением. Данное устройство включало выполненный из дерева резервуар «Кангпэн» и систему трубопроводов. Данное устройство применялось в Китае в XIX веке в технологии выварки соли, которая добывалась из скважин.

Ключевые слова: резервуар «Кангпэн»; выварка соли; трубопроводы; скважина.

IMPORT SUBSTITUTION FOR OIL AND GAS INDUSTRY: INNOVATIVE MISSIONS OF TECHNICAL UNIVERSITIES (p. 5)

[1]Vasilij Ivanovich Lisov
[2]Aleksandr Egorovich Vorob'ev

[1]Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
Phone: (495) 433-62-55
[2]Peoples Friendship University of Russia
6 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
Phone: (495) 434-53-00
Fax: (495) 433-95-88

New challenges for innovative modernization of Russian industry are discussed. Question about activation of engineering copy the best examples of imported equipment and technology is raised the potential of University research and different ways of funding University research is shown.

Key words: economics of innovation, mission technical universities, funding.

PROGRAM COMPLEX SOFTWARE FOR SUPERVISING ENTERPRISE MANAGEMENT (p. 10)

[1]Valerij Vladimirovich Kul'chickij
[2]Aleksej Valer'evich Shhebetov
[2]Vadim Leonidovich Aleksandrov
[3]Dmitrij Vjacheslavovich Grishin

[1]NIIBT Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia
[2]Center for supervising the drilling and oil and gas Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia
[3]Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

The article describes the practical results of 10 years of use and improvement of software complex Supervisor computer work station on drilling and workover: textbook is published, d system of training and qualification of drilling supervisors is organized. Professional educational program for additional training is implementing. Software package Automated control system of supervising enterprise on drilling and workover operations has been developed in collaboration with the Center for supervising oil and gas recovery of Gubkin Russian state University of oil and gas.

Key words: software complex, computer work station, supervising enterprise, automated supervising enterprise control system.

WELL DEEPENING PROCESS CONTROLLABILITY (p. 12)

[1]Igor' Jur'evich Bykov
[2]Boris Alekseevich Perminov
[3]Viktor Borisovich Perminov
[1]Zafar Hangusejn ogly Jagubov
[1]Jemin Zafar ogly Jagubov

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 774482
[2]Moscow state university of Railway Engineering (Ukhta)
21, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic of Komi, 169131, Russia
E-mail: astrostas2008@yandex.ru
[3]OOO "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

Analysis of methods to control drilling process has been done. Capabilities to control with the use of dynamic components are discussed. Recommendation to build control structure on the basis of torque dynamics is given.

Key words: dynamic drill string, control on the basis of dynamic components, variable-based structure, transmissibility.

ANALYSIS OF TECHNICAL AND TECHNOLOGIC PROVISIONS FOR CORE RECOVERY WHILE STRATIGRAPHIC PROSPECTIVE DRILLING (p. 15)

[1]Vjacheslav Vasil'evich Neskoromnyh
[1]Aleksandr Leonidovich Neverov
[1]Pavel Gennadievich Petenjov
[2]Dmitrij Davidovich Karataev

[1]Siberian Federal University
95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarck, 660025, Russia
Phone: (391) 2063772
E-mail: sovair@bk.ru
[2]«Noril'skgeologija» LLC
1, Promyshlennaja zona 000 «Noril'skgeologija»,
Noril'sk, 663330, Russia
Phone: (3919)-45-25-84
E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru.

The technological and a hardware provision of drilling of basic wells for the purpose of search for oil and gas fields in the conditions of Siberia and northern territories is considered. Taking into account experience of drilling of deep wells on Talnakhsky ore cluster the main technological features of a slim well drilling by complexes with the retrievable core receiver are considered. The new design of a drill bit with the parameters allowing to provide drilling with viscous drill fluids and to stabilize the direction of a well is offered. Results of bench researches of the offered drill crown are given.

Key words: drilling, drill fluids, drill string, drilling crown, diamond tool.

PROSPECTIVE DRILLING PENETRATION RATE OF VERSUS CORE RECOVERY METHOD, DRILLING RIG HOIST AND DRILLING TOOL RELIABILITY (p. 22)

Leonid Artjomovich Lachinjan
Aleksandr Konstantinovich Medvedev

ZBO Drill Industries, Inc.,
118, Lenina prospect, Orenburg, 460026, Russia
e-mail: Lachinjan56@gmail.com

Exploration well drilling method, core equipment design, drilling parameters and drilling labour intensity: mutual influence estimation. Using drilling rig with the floating spindle and short drill pipe stand together with mechanization and automatization may be a promising prospect for compact mobile drilling rigs of high efficiency and quality for exploration drilling. The same is to traditional drilling and core taking with retrievable core receiver.

Key words: core receiver, drilling assembly, drilling speed per run, floating spindle.

BOTTOM HOLE ASSEMBLY: CONTROL AND CHECK-OUT (p. 28)

Pjotr Pavlovich Egorov

«IDS Navigator» LLC
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
E-mail: epp_tver@mail.ru

The article deals with devise to calibrate any torque sensor of power tongs just at the rig floor while composing BHA. Calibration curve design procedure for the devise.

Key words: BHA, thread, tension sensor, calibration.

CONDITIONS UNDER WHICH ORGANIC SOLIDS MAY OCCUR IN OIL WELL (p. 33)

Ivan Aleksandrovich Struchkov
Mihail Konstantinovich Rogachev

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: StruchkovIA@gmail.com

The study discusses a problem of deposit formation of asphaltene-resin-paraffin on downhole equipment surface while extracting oil containing a significant amount of high-molecular organic components (containing asphaltenes, resins, paraffins). It is the reason of well workover interval reduction and decrease in technical-and-economic indexes of their performance. Calculation of thermobaric well conditions depending on a well flowrate is made. The experimental studies by estimation of solid organic compounds formation conditions on deep oil sample are carryied out. As a result of the performed research it is estimated that decrease in wax appearance point with increase in the well flowrate is caused by pressure depletion equilibrium. Recommendations about solid organic compounds formation inhibition in downhole conditions are provided. Research on an impact analisys of a non-ionic surfactant that is a reaction product of unsaturated fatty acids and complex ethylenamines, hydroxy amines (an active base) in an organic solvent on the organic compounds of the live-oil sample showed effectiveness of this reagent as a solid organic particles inhibitor in oil well.

Key words: eparaffins, organic deposits, wax appearance point, deep oil sample, production conditions, pressure, temperature.

EVALUATION OF FORMATION FLOW AND STORAGE POTENTIAL CHARACTERISTICS OF CARBONATE ROCKS ON THE BASIS OF WHOLE SIZED CORES (p. 38)

Dmitrij Aleksandrovich Martjushev
Nikita Dmitrievich Kozyrev

Perm National Research Polytechnic University
of. 416, 29, Komsomol'skijj prospect, Perm', 614000, Russia
E-mail: martyushevd@inbox.ru

Examined azimuthally directed full-size core samples of carbonate deposits located on the territory the Upper Kama region. It was revealed that carbonate reservoirs in the open of voidness differentiate into 4 types. The anisotropy of the filtration properties of reservoirs is studied and a curve for permeability in different directions is plotted. It was revealed filtration reservoir carbonate of mixed type have the best properties. Petrophysical studies have established that the opening natural fractures rock samples is most preferably in the range of from 20 to 40 microns.

Key words: complex carbonate reservoir, the absolute permeability, full-size core, types of voidness, opening natural fracture.

SETTING UP A PROBLEM OF PHYSICAL AND CHEMICAL MODELING FOR SHALE ROCKS (p. 42)

Tatos Vladimirovich Arutjunov
Aleksandr Arakelovich Arutjunov
Ol'ga Vadimovna Savenok

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

In article are considered specifics for the structure of the shale sediment field, as well as origin and processes of the shaping shale oil and gas content. On base of the use the methods interdisciplinary to methodologies is designed premises of the problem physico-chemical modeling of the shale sorts.

Key words: shale sorts, shale deposits, non-traditional resources, shale oil and gas content, collector categorization, physico-chemical modeling, coherent and incoherent sorts.

GAS-DISTRIBUTING STATION PIPELINES AFTER LONG TERM USAGE. HARDNESS VERSUS MECHANICAL BEHAVIOR OF PIPE METAL (p. 48)

[1]Igor' Jur'evich Bykov
[1]Sergej Vladimirovich Petrov
[2]Igor' Nikolaevich Birillo
[2]Pavel Aleksandrovich Kuz'bozhev

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 77-44-82
[2]«Gazprom VNIIGAZ» LLC Ukhta
1a, Sevastopol'skaja str., Republic of Komi, 169300, Russia

Analyzing interrelation of hardness and characteristics of metal mechanical properties, they mean, typically, linear dependence of indicators of hardness and durability. Not less important are indicators of heterogeneity of mechanical properties and the hardness which research is executed with reference to metal of technological low pressure pipelines at gas-distributing station after long operation under conditions dynamic loading from a high-velocity gas flow.

Key words: gas-distributing station, hardness, mechanical properties, long operation.

NATURAL GAS: PRODUCTION AND USAGE FOR SALT BOILING EXTRACTION IN CHINA IN THE XIX CENTURY (p. 51)

[1]Aleksej Alekseevich Sazonov
[2]Anatolij Georgievich Kalinin

[1]Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 199296, Russia
E-mail: sazonov_aa@mail.ru
[2]Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

He article describes apparatus which design was unique for its time. The apparatus includes wooden vessel Kangpjen and pipeline system. The apparatus was used in China in the XIX century to extract by boiling salt recovered from wells.

Key words: vessel Kangpjen, pan salt, pipelines, well.

ВЛАДИМИР ОЛЕГОВИЧ БЕЛОРУССОВ (02.06.1928 – 21.12.2014)

21 декабря 2014 года ушёл из жизни видный ученый, доктор технических наук, Почетный доктор Международной ассоциации по информационным наукам, ветеран Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ) Владимир Олегович Белоруссов.

Работая в институте ВНИИБТ, Владимир Олегович постоянно занимался совершенствованием техники и технологии бурения скважин на нефть и газ. За более чем 40-летний период творческой деятельности Владимиром Олеговичем Белоруссовым выполнен комплекс разработок в области устойчивости бурильной колонны для условий глубоких и сверхглубоких скважин, в том числе применительно к задачам бурения Кольской сверхглубокой скважины, участником строительства которой он был в течение многих лет.

Известны научные труды и оригинальные технические решения Владимира Олеговича в области предупреждения искривления вертикальных скважин при бурении в сложных горно-геологических условиях. Будучи сотрудником лаборатории наклонно-направленного бурения ВНИИБТ, В.О. Белоруссов принимал активное участие во внедрении и совершенствовании технологии строительства наклонно-направленных и кустовых скважин в различных регионах Советского Союза.

Широта научного кругозора и многогранные способности исследователя позволили Владимиру Олеговичу выполнить целый ряд других интересных и перспективных разработок, как в сфере моделирования забойных буровых процессов, так и в области методологии оценки качества пробуренной скважины, а также в других аспектах строительства скважин на нефть и газ.

Хорошим помощником для инженерно-технических работников страны стал справочник «Спутник буровика», автором первого издания в 1974 г. является Владимир Олегович Белоруссов.

Все, кто работал с Владимиром Олеговичем, знали его как в высшей степени интеллигентного, широко образованного, интересного и отзывчивого человека, память о котором останется в наших сердцах.

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ, РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЖУРНАЛА «ИНЖЕНЕР-НЕФТЯНИК»

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» – инженерный сервис при отборе керна

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъём керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов «Ай Ди Эс Дриллинг».

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

Нашими заказчиками являются:

ООО «ОБК»,

ОАО «Северная нефть»,

ОАО «Усинскгеонефть»,

ЗАО «Интанефть»,

ОАО «Оренбурггеология»,

ОАО «РН-Краснодарнефтегаз»,

«ТНК-ВР»,

ОАО «Оренбургнефть»,

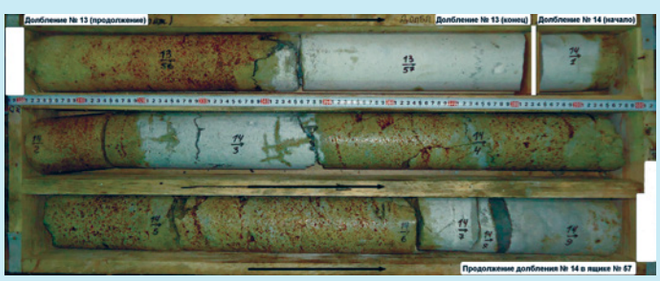
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»,

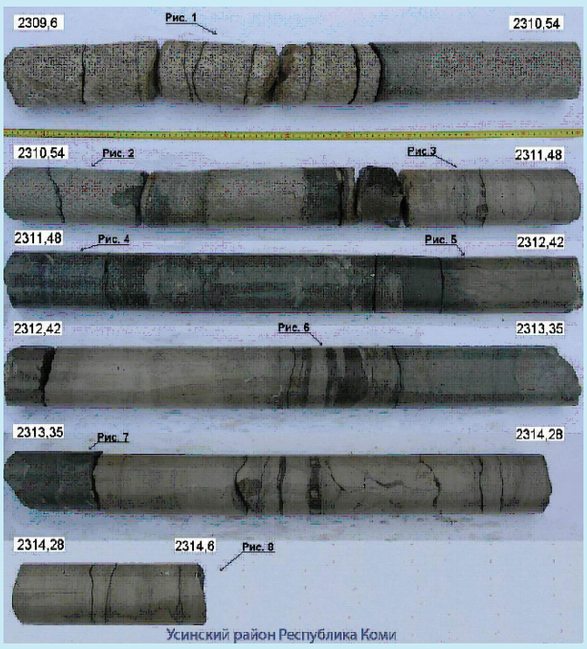
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»,

«Urals Energy»,

«Шлюмберже»

и другие.





Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

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

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

2. Оформление статей:

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

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

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

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

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

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

7. Список литературы.

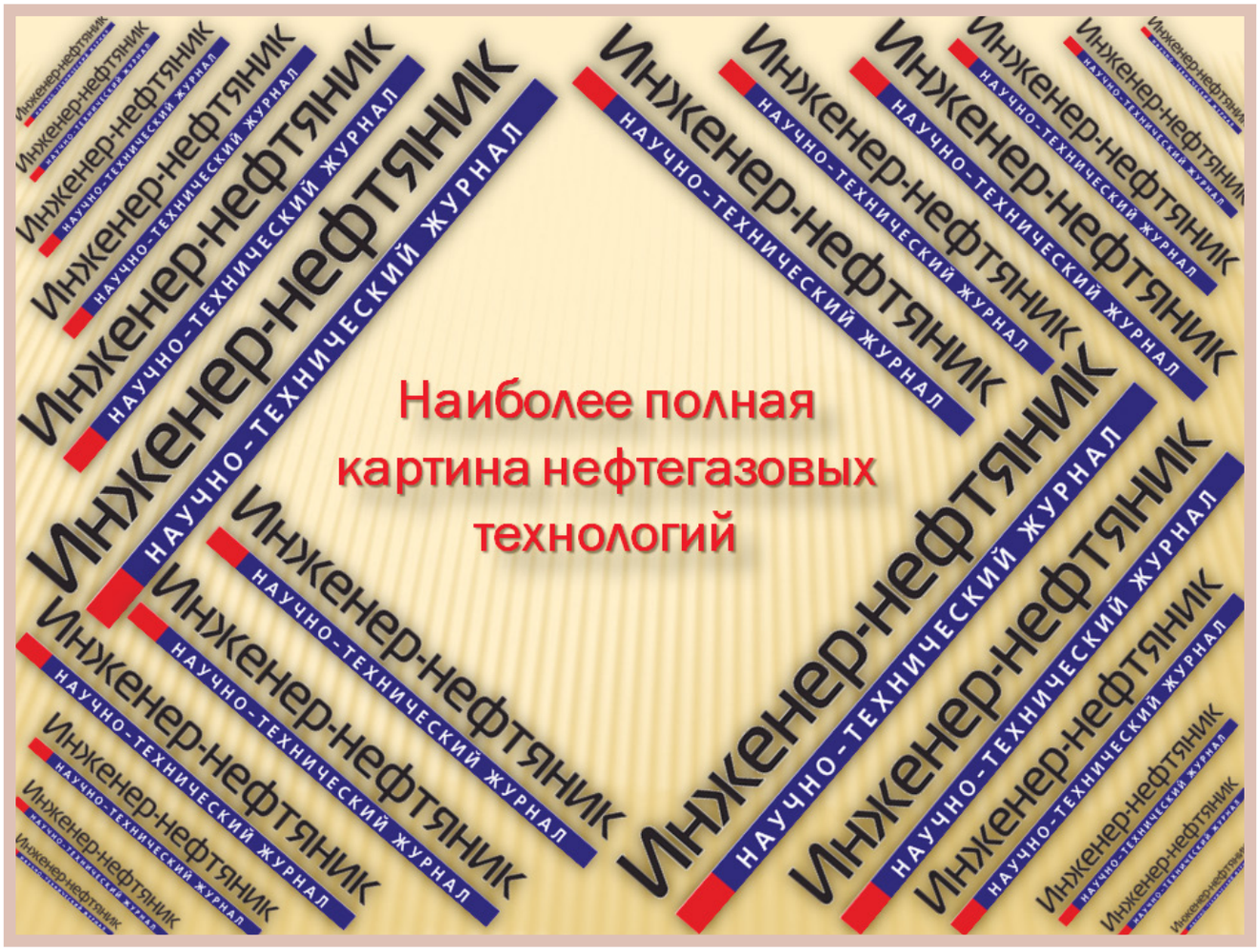
8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α, I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, 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 2015 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
Факс: (495) 543 9612