



УВЕЛИЧЕНИЕ
КИН

РЫНОК
БУРОВЫХ
УСТАНОВОК



Сибирская Сервисная Компания

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

[3] 2016

НЕФТЕСЕРВИС:
ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ



Входит в перечень ВАК

Надежность в партнерстве!



Качество в работе!



➤ бурение нефтяных и газовых скважин,
технологическое сопровождение ННБ

Уверенность в будущем!



➤ ремонт
скважин

➤ цементирование скважин,
разработка и сопровождение буровых растворов



ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9

Тел./факс: +7 (495) 225-75-95

e-mail: cck@sibserv.com

www.sibserv.com

ГЕОГРАФИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

➤ Крупнейшие нефтегазоносные территории России:



ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ*

- поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное;
- текущий и капитальный ремонт скважин;
- разработка и сопровождение буровых растворов, подбор рецептур;
- цементирование скважин;
- услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения

ПАРТНЕРЫ

➤ ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НОВАТЭК», МГК «ИТЕРА», ОАО «Нефтегазовая компания «РуссНефть», ОАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.», «Иркутская Нефтяная Компания», АО «НК «Нефтиса»



Филиалы:

г. Нефтеюганск: +7 (3463) 31-33-31
г. Томск: +7 (3822) 90-95-96

г. Стрежевой: +7 (38259) 6-99-99

г. Новый Уренгой +7 (38259) 6-99-99*419
г. Красноярск: +7 (391) 278-87-90

e-mail: cck@sibserv.com



* ССК входит в тройку лидеров буровых подрядчиков России: в группе «Бурение» занимает II место (разница с лидером – 0,03 рейтингового балла). Согласно опросу Министерства промышленности и торговли РФ в 2015 году среди нефтегазовых компаний

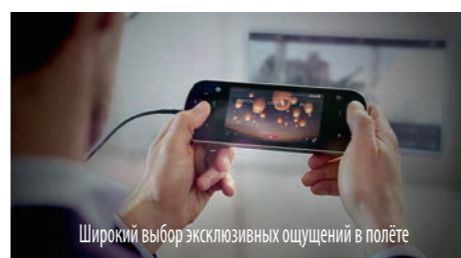
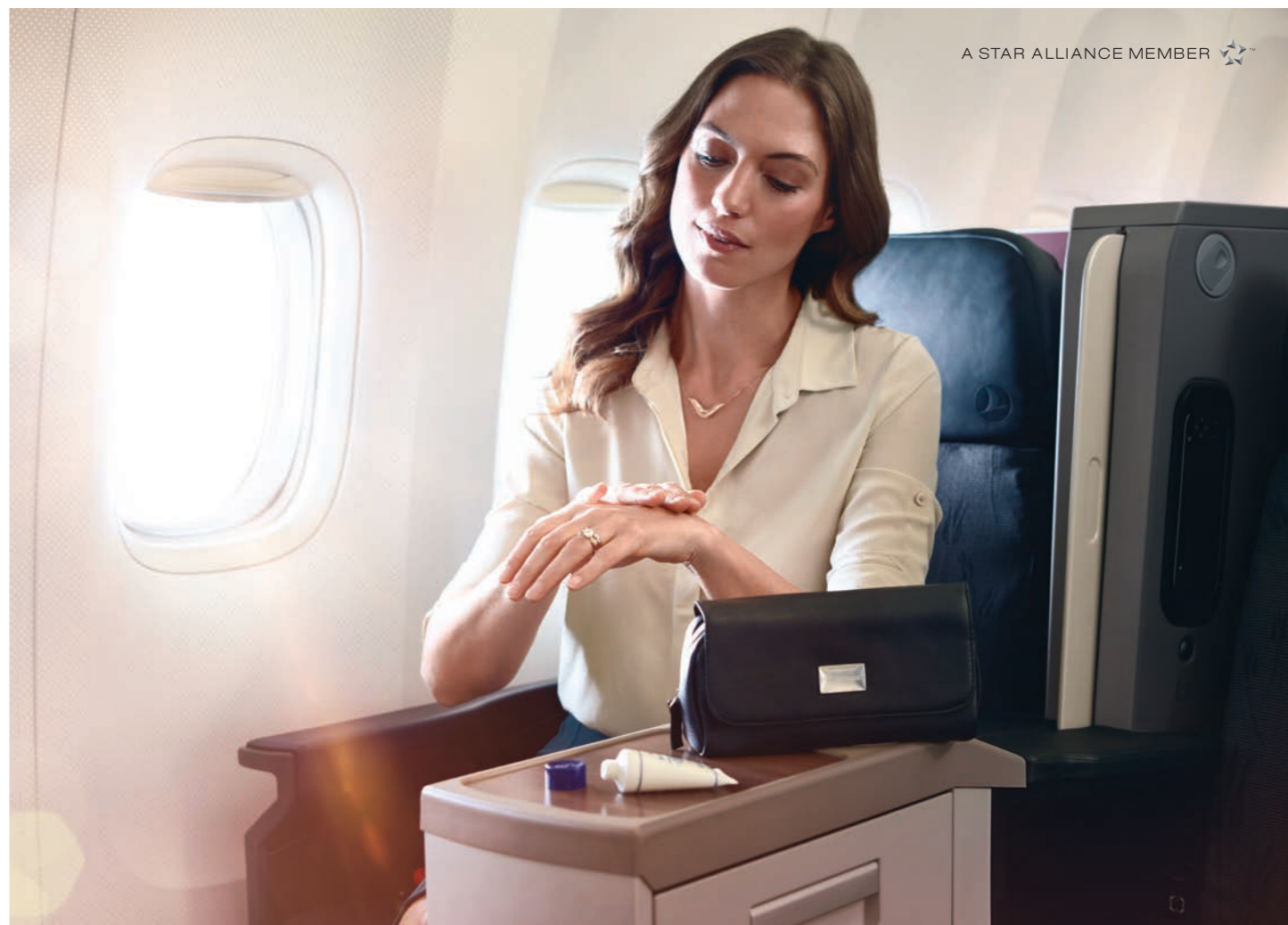


Лучшая
авиакомпания Европы

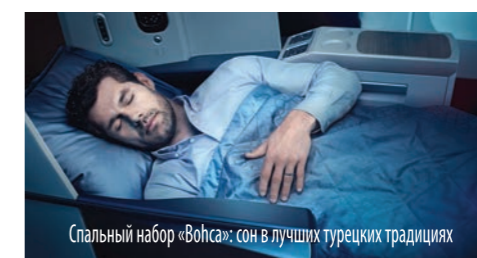


РЕКЛАМА

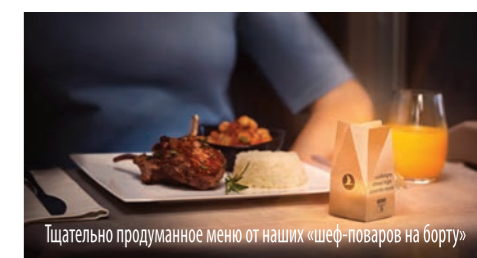
A STAR ALLIANCE MEMBER



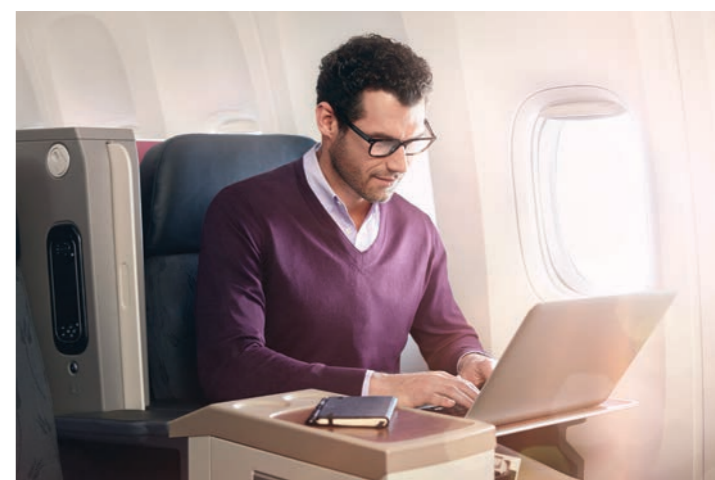
Широкий выбор эксклюзивных ощущений в полёте



Спальный набор «Воёса»: сон в лучших турецких традициях



Тщательно продуманное меню от наших «шеф-поваров на борту»



Встречайте: бизнес-класс 777

Каждая деталь создана, чтобы сделать ваш полёт незабываемым

TURKISHAIRLINES.COM

Лучшая авиакомпания Европы по результатам опроса «Выбор пассажиров» Skytrax в 2015г.

WIDEN YOUR
WORLD



Возвращаясь к истокам



22

Повышение надежности бурильных труб



26

Долговечность колонн гибких труб



56

Увеличение КИН



60

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	6
По законам рынка	8
Татнефть и ТАНЕКО приватизируют	10
Первая строчка Все о главных событиях месяца	12
Импортозамещение и стоящие за ним проблемы в геологоразведочном сервисе	14
Комплекс автоматизации для газлифтной добычи	28
Приумножая достигнутое	30
Состояние и перспективы рынка буровых установок в РФ	34
Геонавигация в условиях незакартированных разломов на месторождении им. В. Виноградова АО «РИТЭК»	42

Снижение трения при бурении

10

12

14

28

30

34

42

38

Крепления глубоких скважин

46

46

Энергоэффективные технологии BERTSCH

50

Винтовые насосы ГК «КОРВЕТ» для сверхвязкой нефти

54

Россия в заголовках

65

Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа

80

Влияние разгазирования на процесс кристаллизации парафинов в нефти

92

Скользящий центратор

66

Биохимический контроль № 2 в геоэкологии газового конденсата

96

МИЭП МГИМО открыл двери будущим дипломатам

100

Хронограф
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад

102

Календарь событий

103

НЕФТЕГАЗ *Life*

104

Специальная секция
Классификатор продукции и услуг в НГК

106

Цитаты

108

Кальчинское месторождение: разведка вскрытием

70

70



205 лет назад

26 декабря 1811 года в Санкт-Петербурге на заседании Всероссийского общества любителей словесности, наук и художеств с докладом об изобретении «термолампа» выступил его создатель Петр Григорьевич Соболевский.

149 лет назад

В 1867 году в Москве насчитывалось около 6 тыс. газовых фонарей.

110 лет назад

В 1906 году в 40 км к северу от поселка Дергачи, когда бурили артезианский колодец, обнаружили газ.

84 года назад

В 1932 году профессора Можарский и Елизаров приступили к разработке саратовских недр.

80 лет назад

К началу 40-х годов XX века наиболее крупными предприятиями по производству газа для освещения городов были заводы «Нефтегаз» № 1 в Москве и «Нефтегаз» № 2 в Горьком.

76 лет назад

В 1940 году в СССР разведанные запасы газа категорий «А» и «В» составляли 15,2 млрд м³.

75 лет назад

24 марта 1941 года вышло постановление СНК СССР и ЦК ВКП(б), в соответствии с которым на НКВД СССР возлагалось строительство аэродромов для военно-воздушных сил Красной Армии. Создается Главное управление аэродромного строительства (ГУАС) НКВД СССР. Именно этому гулаговскому управлению было впоследствии поручено строительство газопроводов силами заключенных.

74 года назад

В 1942 году было введено в промышленную разработку первое газовое месторождение Коми АССР – Седельское. Спустя два года была построена и введена в эксплуатацию газовая магистраль Войвож-Ухта с диаметром трубы 300 мм и протяженностью 135 км.

73 года назад

В 1943 году добычу газа вывели из подчинения Наркомнефти, было создано Главное управление газовой промышленности и искусственного жидкого топлива при Совнаркомне СССР (Главгазтоппром), просуществовавшее до 1948 года.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Виктория Юдина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова

Ответственный секретарь
Татьяна Петрова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Артем Аракелов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербачева
Ольга Ющенко

reklama@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Менеджеры по работе с клиентами
Ксения Волкова
Элина Валитова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал
Neftegaz.RU
зарегистрирован
федеральной
службой по надзору
в сфере массовых
коммуникаций, связи
и охраны культурного
наследия в 2007 году,
свидетельство
о регистрации
ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва,
ул. Тверская, 18,
корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82,
694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru

Передача материалов журнала Neftegaz.RU возможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



ТЭК НУЖДАЕТСЯ В ИННОВАЦИЯХ —



HALLIBURTON ИХ ПРЕДОСТАВЛЯЕТ!

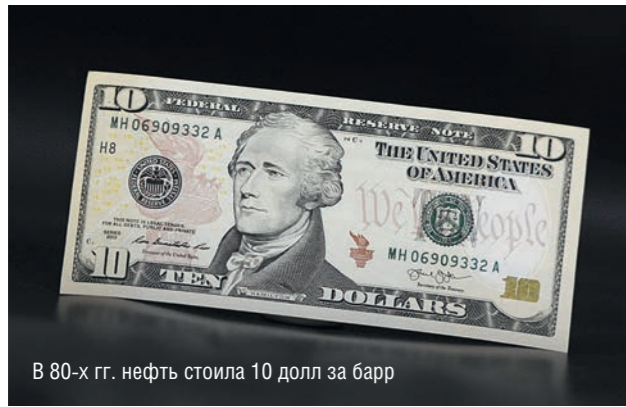
Благодаря решению задач, варьирующихся от достижения максимальной продуктивности зрелых месторождений до оптимизации объемов добычи на новых месторождениях, наш опыт сотрудничества, инноваций и реализации проектов не имеет аналогов в сервисном сегменте энергетической отрасли.

Мы полны решимости продолжать эту традицию и максимизировать выгоду наших клиентов на всех этапах разработки месторождения. Если для решения самых сложных задач, стоящих перед вашей компанией, вам требуется инновационный подход, вы всегда можете рассчитывать на компанию Halliburton.

Нужны инновационные решения? Посетите Halliburton.com/ru ►

HALLIBURTON

Solving challenges.™



В 80-х гг. нефть стоила 10 долл за барр



Иран заморозит добычу, когда она достигнет 4 млн барр в сутки



Главный минус договоренности – заморозка, а не снижение добычи нефти



По мнению А. Новака, заморозка добычи сократит перепроизводство на 1,3 млн барр/сутки

ПО ЗАКОНАМ РЫНКА

Анна Павлихина

Падение цен на нефть побудило страны-производители искать возможные пути выправления ситуации. Но разность политических интересов и боязнь потерять долю рынка мешают прийти к компромиссу.

Собственно, ничего необычного не произошло. Олимпийские прыжки нефти не новое явление в истории экономики. Так, совсем недавно, в 2008 году, она стоила 40 долл за барр, а в 80-х, что тоже не так уж и давно, – 10.

В феврале Венесуэла, Россия, Саудовская Аравия и Катар договорились заморозить уровень добычи, при условии, что их поддержат и другие производители. К соглашению присоединились Эквадор, Алжир, Нигерия, Кувейт и Оман. Неплохо, даже на уровне намерений, но главные участники процесса пока не спешат примкнуть к договоренности. Иран, как и ожидалось, объявил о готовности заморозить добычу, только после того, как нарастит ее до 4 млн барр/сутки. ОПЕК (в декабре 2015) так и не принял решение по изменению предельных объемов добычи нефти. Сейчас они не хотят уменьшать добычу из-за нежелания терять долю на рынке. США держатся в стороне, снижение цены не самым лучшим образом сказалось на добыче дорогой сланцевой нефти, но политические плюсы сильнее экономических минусов.

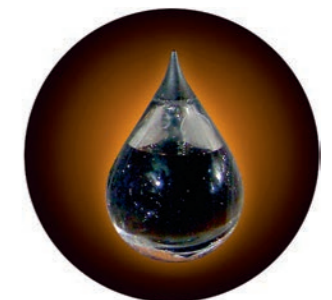
Главным недостатком достигнутого соглашения аналитики называют то, что договорились именно о заморозке, а не о снижении добычи. В январе нынешнего года мировая добыча достигла 32,33 млн барр в сутки, что на 1,7 млн барр больше уровня прошлого года. По мнению А. Новака, заморозка добычи сократит



перепроизводство на 1,3 млн барр/сутки. То есть предложение по-прежнему будет превышать спрос. Фиксация добычи на уровне января не приведет к желаемым результатам, т.к. в этот период добыча была приближена к максимуму. Увеличить ее большинство стран, в том числе и Россия, не смогли бы, ведь добыча и без того находилась на уровне, близком к предельному. Для еще большего наращивания потребовались бы дополнительные инвестиции, которые в текущей ситуации взять неоткуда. А Иран, долгие годы добивавшийся отмены санкций, замораживать добычу не согласится.

В сделке есть и неоспоримый плюс: крупнейшие производители нефти доказали способность договариваться. Это вселяет уверенность в то, что рыночные законы баланса спроса и предложения все еще работают.

Но обещать, как известно, не жениться, и чтобы рынок не перестал верить в хоть какое-то влияние переговоров нефтепроизводителей на баланс спроса и предложения и не перешел под контроль спекулянтов, действовать надо крайне осторожно. Осторожность в сложившейся ситуации нужна еще и для того, чтобы закрепить некий формирующийся status quo, в котором прежнюю роль ОПЕК может занять другой альянс. Очевидно, что ОПЕК в последние годы сдавал позиции влияния на нефтяные цены и дисквалифицировал себя как институт несоблюдением собственных квот. Четкая и последовательная позиция России по вопросу регулирования положения на рынке нефтедобычи может сильно повлиять на ее роль в дальнейшем. ●



ТАТНЕФТЬ И ТАНЕКО ПРИВАТИЗИРУЮТ

Правительство Татарстана планирует приватизировать Нижнекамскнефтехим, Татнефть и ТАНЕКО. Предполагается, что инвесторам будет предложена доля участия 22,088% Нижнекамскнефтехим, 4,31% Татнефти и 9% ТАНЕКО. Приватизация проводится для привлечения инвестиций в производственно-инновационные структуры, оптимизации состава и структуры государственного имущества, формирования доходов бюджета республики.

Власти региона владеют долей участия 28,6% в Нижнекамскнефтехим, 33,595% в Татнефти и 9% в ТАНЕКО. И если в республике уже определились с планом приватизации, в правительстве РФ еще нет. 1 февраля 2016 г. В. Путин поручил доработать список компаний, которые могут быть приватизированы, чтобы в будущем обсудить этот вопрос еще раз более предметно.

НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ СНИЗЯТ ИНВЕСТИЦИИ В ДОБЫЧУ

В России в 2016 г., по оценкам Минприроды, объем инвестиций в геологоразведку (ГРП) со стороны государства уменьшится на 10–15%. Урезание инвестпрограмм наметили крупные российские нефтегазовые компании.

У Газпрома объем освоения инвестиций в 2016 г. составит 842 млрд руб., что на 200 млрд руб. меньше показателя 2015 г. Инвестпрограмма Газпром нефти в 2016 г. составит 362 млрд руб., что ниже скорректированной инвестпрограммы на 2015 г. Инвестиционная программа Транснефти в 2016 г. снизится на 11% – до 339,534 млрд руб.

Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что в 2016 г. инвестиции нефтегазовых компаний в добывающие проекты могут сократиться.

В 2015 г. инвестиции в нефтедобывающие проекты в мире сократились на 20%. По прогнозу МЭА, в 2016 падение инвестиций нефтегазовых компаний в добывающие проекты в мире продолжится и составит 16%. Причем сокращение может быть еще более существенным, если цена на нефть не вырастет.

В январе 2016 г. мировые поставки нефти сократились на 0,2 млн барр/сутки и составили 96,5 млн барр/сутки. МЭА прогнозирует, что в 2016 г. темпы роста спроса на углеводороды будут незначительными – 1,2 млн барр/сутки по сравнению с 1,6 млн барр/сутки в 2015 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Кто больше пострадает от разрыва русско-турецких отношений?

До недавнего времени Россию и Турцию связывали активные, взаимовыгодные отношения. Они распространялись и на торговлю, и на туристический бизнес, и на совместные экономические проекты. Сегодня вчерашние друзья, на радость третьим силам, разрывают все партнерские отношения. Кто потеряет больше, Россия или Турция?

26%

Россия, т.к. заморозка «Турецкого потока» поставит ее в зависимость от ГТС Украины

35%

Турция, т.к. Россия была для нее премиальным рынком сбыта

8%

Россия, т.к. Турция может запретить РФ снабжать военную базу через Босфор, что затруднит ее действия в Сирии

9%

Турция, т.к. ей придется покупать более дорогой газ в Катаре или Азербайджане

23%

Русские туристы, т.к. теперь им совсем некуда ехать на новогодние праздники

Какой проект по газу получит развитие в 2016 г.?

В декабре 2015 г. угодил под сукно проект, на который возлагали немалые надежды покупатели и продавцы российского газа, – Турецкий поток. Ровно за год до этого такая же участь постигла Южный поток. Сегодня ключевым направлением экспорта газа из России считается Северный поток-2, но, возможно, нынешнее состояние мировой экономики не время масштабных строек?

4%

Южный поток

1%

Турецкий поток

71%

Северный поток-2

24%

Кризис – не лучшее время для освоения новых маршрутов

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения



СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр.1. Тел.: +7 (495) 589-36-61. Факс: +7 (495) 589-36-60.

info@energaz.ru www.energaz.ru

События

Запуск нового производства

Отмена пошлин

Цены на нефть

Северный поток

Выборы президента

Обвал рынка акций

Газовые войны

Сливающие капиталов

Новый глава Роснефти

Продажа квот

Второй ветка ВСТО

Богучанская ТЭС запущена

Второй волна кризиса

Юзевский поток

Торги на бирже

Цены на газ

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили

События

На Ставролене введена газоперерабатывающая установка

ЛУКОЙЛ ввел в эксплуатацию 1-й пусковой комплекс газоперерабатывающей установки (ГПУ-1) на заводе Ставролен. Мощность ГПУ-1 составит 2,2 млрд м³/год по сырью.

Реализация проекта позволит полностью утилизировать попутный нефтяной газ (ПНГ) с месторождений Северного Каспия, обеспечить собственным газом новые энергетические мощности ЛУКОЙЛа в Ставропольском крае, а также приступить к производству нефтехимической продукции. Часть ПНГ будет перерабатываться в полиэтилен и полипропилен.

ЛУКОЙЛ инвестировал в пусковой комплекс по переработке попутного нефтяного газа 1,5 млрд долл. США.

Завод Ставролен расположен в г. Буденновске Ставропольского края. Предприятие производит около 300 тыс. т ПЭ в год (являясь, т.о. вторым по величине в России производителем ПЭ), 120 тыс. т ПП, 80 тыс. т бензола и 50 тыс. т винилацетата. ●

Новая маркировка нефти

В Самарском университете изобретена новая технология скрытой маркировки нефти.

Используя метод газовой хроматографии, они не ошиблись.

Основу метода составляет добавление в нефть молекулярных маркеров, которые позволяют определять место добычи и пути перевозки нефти.

Эти маркеры не ядовиты, не токсичны, не являются каталитическими ядами и при переработке нефти полностью разлагаются, не корродируют.

Молекулярные маркеры добавляются в микроскопических дозах, не влияют на качество углеводородных смесей, не вызывают коррозии, не токсичны, полностью разлагаются при переработке нефти.

С помощью метода газохроматографического анализа эти маркеры позволят узнать, где добыта нефть, когда отгружена потребителю, как осуществлялась ее логистика по пути на дальнейшую переработку.

Суть изобретения заключается в том, что летучие соединения (маркеры) экстрагируют потоком инертного газа путем барботажного контакта газового потока с раствором летучих маркеров в малолетучем растворителе (нефть или нефтепродукты) с последующим парофазным анализом методом газовой хроматографии.

1-атомные алифатические спирты с числом углеродных атомов в молекулах 3–5 или их смеси могут служить отличными маркерами, которых можно сделать до 33 вариантов. ●



Газовый поток, насыщенные летучими соединениями (спиртовые маркеры и углеводороды нефти), не лишне будет барботировать через неполярный растворитель для удаления летучих углеводородов нефти. После этого, поток газа, насыщенный летучими спиртовыми маркерами, барботируют через малый объем дистиллированной воды для получения концентрированного водного раствора спиртового маркера, который дозируют в газовый хроматограф для анализа.

Устройство для маркировки довольно простое. Последовательно соединяют блок подготовки газа и 3 последовательно соединенные барботера.

1-й барботер заполнен пробой нефти с летучим спиртовым маркером объемом V1, 2-й – неполярным растворителем объемом V2=Vi, 3-й барботер заполнен дистиллированной водой объемом V3=0,01V1. ●

Чувствительность газохроматографического определения летучих спиртовых маркеров транспортируемых нефти и нефтепродуктов повышается при использовании этой технологии, за счет дополнительного жидкофазного концентрирования спиртовых маркеров в малом объеме дистиллированной воды.

В отличие от красителей, которые иногда применяются для маркировки нефти, разработку Самарского университета невозможно обнаружить визуально. Окрашенные маркеры со временем обесцвечиваются, усложняя идентификацию продукта.

Кроме того, маркеры практически невозможно нейтрализовать, смешивая с другими химическими веществами.

Следующим этапом станет разработка скрытых маркеров для продуктов нефтепереработки – бензинов и масел. ●

Солнечная электростанция в Забайкалье

В Чите заработала гибридная солнечная электростанция (СЭС). Технологически она подключена к электросети и если солнечной энергии достаточно, то электроэнергия не будет поступать, и, наоборот, если солнечной энергии будет не хватать, недостаток восполнит сеть.

Управляет электростанцией всего один оператор, который имеет возможность следить за показателями через Интернет. Монтаж вела компания Солнечный Дом, начавшая свою деятельность в 2015 г. При подготовленной площадке монтаж занимает не больше месяца.

Мощность новой СЭС составляет 150 кВт, выход на полную мощность ожидается в ближайшее время. Количество солнечных панелей – 510. Срок окупаемости СЭС – до 5 лет. Производимой СЭС энергии хватит, чтобы обеспечить предприятие НоСтол, на территории которого она расположена. Часто стоимости оборудования оплатили местные власти Забайкалья, выделив Н. Польшину – владельцу НоСтола, на это специальную субсидию.

Несмотря на то, что подобный проект требует существенных финансовых вложений, срок его окупаемости 4–5 лет, зато прослужит такие солнечные панели могут четверть века. При избыточной выработке энергии, излишек будет поступать в сеть. Власти региона считают, что в Забайкалье достаточно муниципальных образований, где могут использоваться альтернативные источники энергии. Причем станции могут быть не только гибридными, но и автономными, а в качестве источника может выступать как солнце, так и ветер.



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

и стоящие за ним проблемы в геологоразведочном сервисе

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ОРГАНИЗАЦИИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ СЕКТОРЕ. ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПОДДЕРЖКИ ГОСУДАРСТВА В ВИДЕ ЗАКАЗА НА НИОКР. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ОСНОВНЫЕ УСИЛИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ СКОНЦЕНТРИРОВАТЬ НА ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ МЕЛКОВОДНОГО ШЕЛЬФА, ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЫ «СУША-МОРЕ» И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ СУШИ АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА РОССИИ. ПОДЧЕРКИВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НА ЕДИНОЙ ПЛАТФОРМЕ, ПОКРЫВАЮЩЕЙ БАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС ЗАДАЧ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

THE ARTICLE DEALS WITH THE ARRANGEMENT OF IMPORT SUBSTITUTION IN THE EXPLORATION SECTOR. THE NECESSITY OF STATE SUPPORT IN THE FORM OF ORDERS FOR R&D WORKS HAS BEEN PROVEN. THE AUTHORS PROPOSE TO CONCENTRATE THE MAIN EFFORTS OF EXPLORATION FOR OIL AND GAS ON THE STUDY AND DEVELOPMENT OF SHALLOW SHELVE, THE "LAND-SEA" TRANSIT ZONE AND THE ADJACENT LAND AREAS OF THE RUSSIAN ARCTIC SECTOR. THE NEED TO CREATE DOMESTIC SOFTWARE BASED ON A SINGLE PLATFORM THAT COVERS THE BASIC SET OF EXPLORATION ACTIVITIES TASKS IS EMPHASIZED

Ключевые слова: импортозамещение, цели и возможности, решение проблемы.

Сергей Леонидович Костюченко,
Зам.ген.директора
ОАО «Росгеология»,
д.г.-м.н., лауреат
Госпремии РФ,
почетный разведчик недр,
член-корр. РАЕН

«На сегодняшний день более 40% капиталовложений в стране приходится на долю топливно-энергетического комплекса... В 2014 г. в России было добыто 527 млн тонн нефти. Это чуть меньше, чем Саудовская Аравия, и чуть больше, чем Соединённые Штаты... Объём добычи природного газа в России в 2014 году составил 578 млн м³... В условиях кризиса глобального энергетического сектора международные компании вынуждены сокращать инвестиции в сложные низкодоходные проекты, то есть в те проекты, реализация которых была возможна при более высоких ценах на углеводороды...» (из доклада Президента РФ В.В. Путина на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности 27 октября 2015 года, г. Москва).

В сообщении Министра природных ресурсов и экологии Российской

Федерации С.Е. Донского на заседании Президиума Совета при Президенте Российской Федерации по модернизации экономики и инновационному развитию России 17.04.2015 г. (г. Москва) было отмечено, что действующий фонд месторождений к 2030 году будет способен обеспечить добычу нефти в объеме не более 300 млн т. Для поддержания добычи на уровне не менее 500 млн т необходимо приращение запасов на новых территориях суши, континентальном шельфе и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов. Следует добавить, что это приращение должно обладать конкурентной ценностью и осуществляться с применением современных отечественных технических средств и технологий.

Прописанное в Стратегии национальной безопасности РФ до 2020 г. «...проведение активной государственной антиинфляционной, валютной, курсовой, денежно-кредитной

и налогово-бюджетной политики, ориентированной на импортозамещение и поддержку реального сектора экономики» (ст. 63 Указа Президента РФ от 12 мая 2009 г. № 537) с 2014 года в связи с ростом курса американского доллара, падением цен на нефть и введением антироссийских санкций приобрело острую значимость. Санкции затронули национальные экономические интересы страны и явились своеобразным мультипликатором для активизации действий по импортозамещению со стороны государственных органов власти. В Министерстве промышленности и торговли России создана Межведомственная рабочая группа (МРГ), основными членами которой стали представители Минпромторга России, Минэнерго России, Минкомсвязи России, Минприроды России, Минобрнауки России и других федеральных органов исполнительной власти, а также крупных предприятий различных форм собственности, вовлеченных в деятельность ТЭК (Приказ от 29 декабря 2014 года № 2784 с изменениями от 23 марта 2015 г. и № 531 и от 19 ноября 2015 г. № 3681). Утвержден план мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ (Приказ Минпромторга России от 31 марта 2015 г. № 645) и план импортозамещения программного обеспечения (Приказ Минкомсвязи России от 01 апреля 2015 г. № 96). Приказом Минпромторга России от 29.06.2015 г. № 1736 образована МРГ по снижению импорта оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения в области тяжелого машиностроения, распространяющегося на производство геологоразведочных работ на твердые полезные

ископаемые (ТПИ). При Научно-техническом совете Минпромторга России образованы экспертные группы на которые возложены обязанности по составлению и мониторингу перечней аппаратурно-технических средств, оборудования и программного обеспечения нуждающегося в импортозамещении, анализу и отбору поступающих предложений, подготовке рекомендаций по их реализации и выбору потенциальных исполнителей. 04 августа 2015 года принято решение о создании Правительственной комиссии по импортозамещению и утверждено положение о Комиссии (Постановление Правительства РФ № 785 и распоряжение Правительства РФ от 4 августа 2015 года № 1492-р).

В настоящее время не подвергается сомнению понимание, что в результате мероприятий по импортозамещению необходимо не просто заменить на внутреннем рынке иностранную продукцию на подобную или аналогичную произведенную в России, а создать конкурентоспособные на мировом рынке новые технико-технологические средства. Данная задача не выполнима без проведения научно-исследовательских и конструкторских работ (НИОКР) с глубоким изучением, анализом и проработкой имеющегося отечественного и зарубежного опыта. Запуск процесса импортозамещения без НИОКР даже при стимулировании внутреннего спроса и введении преференций и льгот, ориентированных более на выпуск разработанной продукции, представляется крайне затруднительным и маловероятным. Для этих целей необходимо определить источники финансирования. В определенной мере в финансовом обеспечении НИОКР принимают участие

крупные нефтегазодобывающие и промышленные компании, но в силу их основного практического интереса – получения прибыли посредством добычи и реализации углеводородов – преобладающая часть средств направляется на реализацию технологических приоритетов. Кроме того, выделяемое ими финансирование НИОКР (например, ПАО «Газпром» в 2014 году на эти цели направило 10,82 млрд руб. [1] а ПАО «Роснефть» в этом же периоде выделило 33,2 млрд руб. [2]) даже при их суммировании в несколько раз остаются меньше, чем в одной компании Schlumberger (Шлюмберге). Не требует дополнительных доказательств необходимость финансовой поддержки со стороны государства в виде государственного заказа на НИОКР по приоритетным и критическим направлениям, к которым относится создание отечественных аппаратурных средств, оборудования и программного обеспечения (ПО).

Импортозависимость в области аппаратурно-технических средств и ПО часто достигает 100%. Одной из объективных сдерживающих причин для начала активных действий по изменению ситуации является элементарный экономический расчет. Например, приобретение для сейсмозазведочных работ на нефть и газ на суше комплекта из центральной станции и 3000 сейсмических каналов SN428 наиболее распространенного в России мирового производителя Sercel сегодня обойдется покупателю в сумму около 200–250 млн руб. при гарантируемом сроке использования этих средств до 3 лет. В этом же интервале цен на начало 2015 года располагалась покупка нодальных систем сбора геофизических данных ZLandV2 (FairfieldNodal, США) в конфигурации 3000 модулей. Покупка одной 12-ти километровой сейсмической косы Sentinel Solid

УДК 624.953

RD (Sercel) предназначенной для выполнения геофизических работ на море в 2014 году требовала сумму около 150 млн руб. В это же время, разработка и создание современного отечественного «аналога» только на стадии НИОКР (до создания промышленного образца) по имеющимся заявочным оценкам составляет в среднем 500–600 млн руб. и более в течение 3-х лет на каждый вид изделий. С позиции бизнеса покупка импортной техники оказывается значительно более выгодной, чем ее создание внутри страны. Таким образом, складывается ситуация при которой ни российские заказчики, ни исполнители, как хозяйствующие субъекты, не столько не заинтересованы в реализации программы импортозамещения, сколько находятся в объективных экономических условиях, не способствующих ее исполнению. Очевидный и разумный выход из подобной ситуации видится, по крайней мере в краткосрочной и среднесрочной перспективе, не начинать «все сначала», а использовать уже имеющиеся в России разработки и привлекать предприятия уже реализующие свои товары на российском рынке.

Практическая направленность государственной политики в сфере инноваций и импортозамещения в промышленном и топливно-энергетическом секторах нашла отражение в программных положениях и методических указаниях, сформулированных по итогам заседания президиума Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию России 17.04.2015 г. Конкретные мероприятия в области нефтегазового сервиса обсуждались на заседаниях МРГ при Минпромторге России 24 марта 2015 г. (г. Москва), 3 июля 2015 г. (С.-Петербург), 23 ноября 2015 г. (г. Уфа) и 18 декабря

2015 г. (С.-Петербург) и т.д. Но принятые решения нуждаются в практической реализации в виде конкретных финансируемых проектов. До настоящего времени этот вопрос остается в стадии подготовки и обсуждения. Связано это не только со сложной экономической ситуацией в стране, вызванной санкциями со стороны зарубежных государств и падением цен на нефть, но и с определенным «непониманием» целевого назначения программы импортозамещения рядом исполнителей, ее экономическим обоснованием, финансовым обеспечением, оценкой роли государства и ожидаемых результатов. В реальном производственном секторе, к сожалению, не исчезло желание отдельных субъектов производства воспользоваться санкциями для получения бюджетного финансирования, разного вида безвозмездной помощи, государственных льгот и преференций для производства традиционной продукции или реализации не достаточно обоснованных с инновационной точки зрения и современных рыночных требований проектов. Необходим тщательный профессиональный отбор не только заявок, но и потенциальных исполнителей на конкурсной основе с привлечением максимально эффективных технологий, исключая субъективизм, протекционизм и ведомственные подходы. Не секрет,

что приводимые в предлагаемых проектах разделы «потребность» и «ожидаемые потребители» определяются самими заявителями и носят зачастую декларативный характер. Статья «ожидаемая окупаемость созданной продукции», растянутая на 7–10 лет, во многих случаях является формальной и фактически не несет финансовой ответственности даже в случае создания высокотехнологичной инновационной продукции. Уже через 2–3 года такая продукция теряет свою инновационную привлекательность и нуждается в дополнительной модернизации вплоть до замещения с постановкой новых «невыгодных» с экономической точки зрения НИОКР.

Надо отметить факт, что производство аппаратно-технических средств и ПО для геологоразведки за рубежом в большинстве случаев осуществляется мелкими и средними предприятиями, вовлеченными в ассоциации или приобретенными (поглощенными) крупными диверсифицированными транснациональными компаниями типа Schlumberger, Halliburton, CGG и др. В России поглощение (покупка) различных хозяйствующих субъектов для выполнения краткосрочных задач не рентабельно. Административные решения не всегда эффективны и в настоящее время не подкреплены необходимым ресурсом. Добровольное объединение физических и (или) юридических лиц в ассоциации и корпорации с целью взаимного сотрудничества в достижении одной или нескольких целей, закрепленных договорными отношениями, по всей вероятности представляет собой наиболее предпочтительную форму. При этом, в ассоциацию (корпорацию) могут быть вовлечены предприятия различных форм собственности, включая подразделения РАН, высших образовательных учреждений и оборонного комплекса. В качестве обязательного условия для привлечения исполнителей к работам НИОКР, как уже отмечалось выше, должен стать

РИС. 1. Имеющиеся отечественные аппаратно-технические средства для выполнения сейсморазведочных работ на нефть и газ на мелководном шельфе, в транзитной зоне и прилегающей суше



1 – Российская модульная сейсмостанция SCOUT (СКБ СП), 2 – Кабельная система T155 для транзитных зон (СКБ СП), 3 – АСДР ЗАО «Геонод Разведка», 4 – Цифровая телеметрическая система XZone® Marsh Line для транзитных зон, 5 – Морская донная четырехкомпонентная сейсмическая станция «Черепаха» (АО Сейсмо-Шельф)

имеющийся у них задел в виде образцов продукции не уступающей или вплотную приближенной к зарубежным аналогам. К таким предприятиям в настоящее время относится: АО СКБ СП (г. Саратов), создавшее беспроводную сухопутную сейсморазведочную аппаратуру «SCOUT»; АО «Современные сейсмические технологии» (г. Геленджик), действующей продукцией которого являются морские кабельные буксируемые и донные цифровые системы XZone BottomFish и XZone

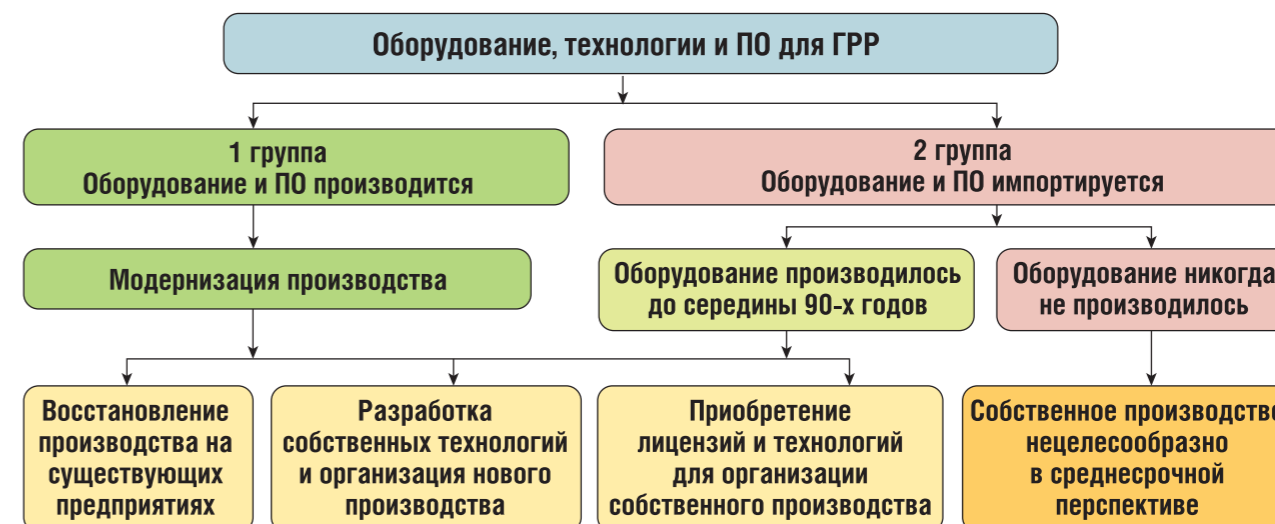
MarshLine; АО «Сейсмо-Шельф» (г. С.-Петербург) производящее и использующее модульные донные станции серии «Черепаха» и самовсплывающие станции АДСС; ЗАО «Геонод Разведка» (Сколково) – разработка АСДР и др. (рис. 1). Следует выделить также ФГУП «Геологоразведка» (г. Санкт-Петербург), специализирующееся в области геофизических измерительных средств на ТПИ, АО НПФ «Геофизика» (в составе АО «Башнефтегеофизика» г.Уфа), занимающееся скважинной

геофизической аппаратурой, АО «ОМЕГА» и «ПетроЛайт», представивших на форуме БРИКС 29 октября 2015 г. систему комплексного мониторинга скважин (СКМС) [3] и др.

Принципиальную схему организации производства импортозамещающей продукции и ПО предлагается реализовывать исходя из двух основных принципов. Первый заключается в том, что если оборудование никогда не производилось в России, то собственное производство, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, нецелесообразно. В этом направлении следует ориентироваться на проработку долгосрочных проектов локализации производства на территории страны. Второй принцип – следует всемерно привлекать зарекомендовавшие себя коллективы и предприятия, которые способны выполнить предлагаемые работы и которые нуждаются в поддержке в виде НИОКР и модернизации существующих мощностей (рис. 2).

Подчеркивая важную роль государства в решении проблемы импортозамещения в области геологоразведочного сервиса, следует отметить необходимость проведения политики гибкого избирательного (точечного) выбора и регулирования, которые не должны полностью охватывать все стадии геологоразведочного производства. Например, в общем ряду производственно-экономической деятельности в

РИС. 2. Предлагаемая схема организации производства импортозамещающей продукции и ПО



ТЭК выделяется региональная, поисковая, разведочная, добычная (эксплуатационная) стадии, транспортировка, переработка и реализация углеводородов. Именно в региональной, поисковой и разведочной стадиях значительное место занимает геофизический сервис с применением импортозависимых аппаратных средств, оборудования и ПО. При этом региональное и среднемасштабное изучение недр слабоизученных и новых территорий осуществляется в основном в рамках государственного заказа с использованием бюджетного финансирования. Разведочную и последующие стадии деятельности ТЭК с использованием преимущественно продукции тяжелого машиностроения выполняют недропользователи, осуществляющие собственные финансовые и иные вложения. Неравновесные пропорции интересов сопровождаются разделением спроса на средства производства. Жестко лимитированное в финансовом отношении региональное изучение и поисковая стадии серьезно ограничивают возможности сервисных компаний (контракторов) осуществлять разработку новых отечественных аппаратно-технических средств, оборудования и ПО своими силами из

полученной прибыли. Именно в этом направлении следует сконцентрировать государственную поддержку, а в остальных стадиях значительную роль в проведении импортозамещения можно отвести крупным недропользователям.

Одной из важнейших сторон геологоразведочного процесса является оценка и определение направлений и перспектив дальнейшего изучения. Особое место в настоящее время занимает стратегия освоения гигантских потенциальных ресурсов шельфа Арктики и Охотоморского бассейна. Основными держателями лицензий в этих регионах являются компании ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром», которым были предоставлены льготы по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на срок задержки добычи нефти или газа на месторождении. Вызывают заслуженное уважение титанические усилия этих компаний, направленные на исполнение своих обязательств. Нельзя не отметить ввод в эксплуатацию в 2014 году уникальной платформы «Беркут» на месторождении Аркутун-Даги ПАО «Роснефть» и ExxonMobil в составе консорциума «Сахалин-1» в Охотском море [4]. К разряду выдающихся событий можно отнести успешное завершение бурения ПАО «Роснефть» и ExxonMobil самой северной в мире арктической скважины «Университетская-1» на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 в Карском море [5]. Бурение было проведено в рекордные сроки в течение полтора месяцев в условиях открытой воды с платформы

West Alpha в начале августа 2014 года. Но открытие месторождения не означает промышленную добычу. Для развертывания куста эксплуатационных скважин необходима стационарная платформа, на создание которой может уйти много лет. Глубина моря в точке бурения составляет около 80 метров. Должны быть проработаны вопросы сохранения платформы в сложной ледовой обстановке продолжительностью 270–300 дней в году и экономической оценки транспортировки углеводородов в этих условиях. В качестве примера можно привести данные по стоимости фрахтования судна «Вячеслав Тихонов» ПАО «Совкомфлот» у дубайской геофизической компании Polargus для работ в Карском море, которое составляло 69,5 тысяч долларов в сутки [6].

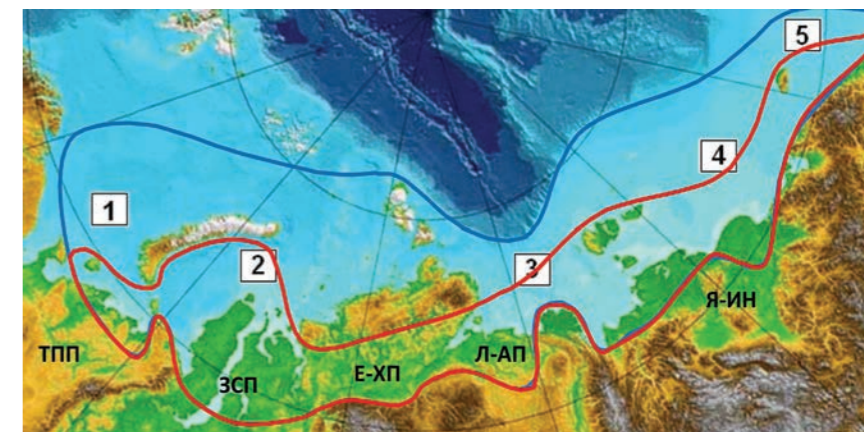
Становится очевидным, что разработанные ранее планы по освоению арктического шельфа до 2050 года нуждаются в разумной корректировке. Еще 10 октября 2012 г. в Лондоне на конференции Газтех-2012 Министр энергетики РФ Александр Новак заявил, что освоение арктического шельфа России потребует неразделенных российских и иностранных инвестиций в размере до 500 млрд ам. долларов на период до 2050 г. [7]. С той поры ценообразование, экономическая целесообразность и технические возможности выполнения поставленных стратегических задач натолкнулись на существенное изменение курса рубля в связи с падением цен на нефть и на уход иностранных компаний из российских арктических проектов в связи с санкциями. Экстремальные природные условия, выражающиеся коротким периодом «открытой воды» (в Баренцевом море от 4-х до 6 месяцев, в Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском морях – 2–3 месяца), сложнейшей ледовой обстановкой, экстремально пониженными температурами (до -40 градусов и ниже), повышенной экологической ранимости региона и практически полным отсутствием необходимой инфраструктуры – на практике вызывают необходимость серьезных изменений в графике исполнения работ и расчеты цены предполагаемых к добыче и перевозке углеводородов. Введение в 2014 году персональных и секторальных санкции со

стороны США, ЕС и Канады, касающихся поставок оборудования для работ на глубинах свыше 500 футов (152,4 м), добычи углеводородов и разработки шельфа, предоставления услуг, обмена информацией, а также на участие западных компаний в наиболее технологичных добычных проектах серьезно осложняют их реализацию. Нельзя не учитывать негативный опыт освоения американского сектора Арктики англо-голландской компанией Royal Dutch Shell, которая 15 февраля 2016 г. завершила слияние с британской BG Group, вошла в первую тройку крупнейших компаний мира, но прекратила (или, по крайней мере, приостановила) геологоразведочные работы на шельфе Аляски в Чукотском море и море Бофорта, списав убытки около 7 млрд ам. долларов [8].

В отношении морей Арктического ледовитого океана представляется небезосновательным, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, переориентировать ГРП в сторону увеличения доли усилий на изучение и освоение мелководного шельфа, транзитной зоны «суша-море» и прилегающих районов суши (рис. 3).

Это позволит в кратчайшие сроки и с существенной минимизацией затрат увеличить не только прирост запасов углеводородов в стране, но и приступить к их освоению. Перспективы континентальных арктических участков России не требуют дополнительных доказательств. В этой зоне на полуострове Ямал открыто более двух десятков месторождений (многие из которых еще не освоены), среди которых гигантское Бованенковское газоконденсатное месторождение, установленное еще в 1971 г., Северо- и Южно-Тамбейское, Малоямальское и др. В области Обской и Тазовской губ ПАО «Газпром» успешно расширил фонд залежей в рамках «Программы освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 г.». Здесь расположено Ямбургское, Каменномыское и Северно-Каменномыское, Семаковское, Антипаютинское и другие месторождения. В Нижне-Енисейском районе западного Предтаймырья располагаются Пеляткинское, Ушаковское, Казанцевское, Нижнехетское,

РИС. 3. Принципиальная схема приоритетов изучения и освоения Арктического сектора России



Красный контур – мелководный шельф, транзитная зона «суша-море» и прилегающие районы суши, краткосрочные и среднесрочные перспективы; синий контур – глубоководный шельф, долгосрочные перспективы

Нефтегазоносные области Арктического сектора России
Шельфовые: 1 – Баренцевоморская НГО; 2 – Карская и Обско-Тазовская НГО; 3 – НГО моря Лаптевых; 4 – Восточно-Сибирская НГО; 5 – Чукотская НГО.

Материковые: ТПП – Тимано-Печорская НГ провинция; ЗСП – Западно-Сибирская НГ плита; Е-ХП – Енисей-Хатангский НГ прогиб; Л-АП – Лена-Анабарский НГ прогиб; Я-ИН – Яно-Индигирская не изученная низменность

Озерное, Байкаловское и др. газовые и газо-конденсатные месторождения. На восточном Предтаймырье (Хатангская седловина) работами АО ГНЦ «Южморгеология» и АО «ВНИИГеофизика», вошедшими в состав АО «Росгеология», в 2010–2014 гг. подтверждено наличие крупной перспективной структуры, претягивающей на обнаружение значительного по масштабам месторождения. Уже в 2015 г. на получение лицензии на эту территорию заявили ПАО «Лукойл» и ПАО «Роснефть». Только на сухопутной части этого региона ресурсы оцениваются в 4,5 млн тонн нефти, 9,3 млрд кубометров газа и 0,5 млн тонн конденсата [9]. На шельфе Баренцева моря открыто 11 месторождений (Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медыньское, Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское, Штокмановское, Поморское, Ледовое и Северо-Гуляевское). Но именно на мелководном шельфе Печорского моря в 55 км к северу от посёлка Варандей при глубине воды 19–20 метров в промышленном режиме эксплуатируется единственная морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная», принадлежащая дочерней структуре ПАО «Газпром». Месторождение было открыто в 1989 г., а первая партия нефти на танкере «Михаил

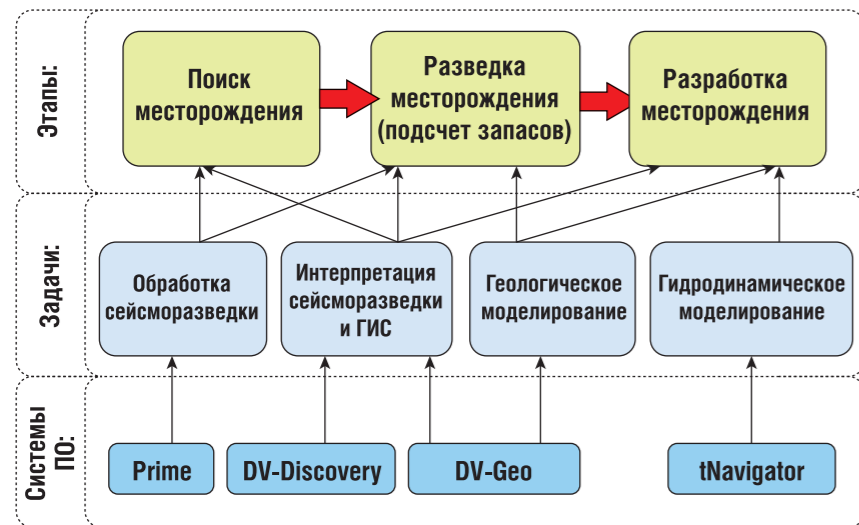
Ульянов» отгружена только в 2014 г. Новые структуры и месторождения могут быть выявлены в ближайшем времени на слабо изученном Гыданском полуострове и в переходной зоне «суша-море» Карского моря, моря Лаптевых и др.

Идея приближения «нефтегазовых интересов» в Арктике к побережью и на прилегающую сушу аргументированно рассмотрена В.И. Богоявленским и др. [10]. Нельзя не заметить, что при таком изменении концепции ГРП в Арктике запрет Бюро по делам промышленности и безопасности министерства торговли США американским компаниям поставлять в Россию специальное оборудование, необходимое для проведения геологоразведочных работ и добычи углеводородов на глубоководных удаленных участках арктического шельфа просто теряет свою значимость и актуальность.

Изучение мелководного шельфа, транзитных зон «суша-море» и прилегающей суши, периодически затопляемой в результате приливных и сезонных событий, требует разработки и промышленного выпуска специальных аппаратных средств и сопутствующего оборудования. В настоящее время для проведения геофизических работ в качестве отечественного регистрирующего комплекта может рассматриваться



РИС. 4. Отечественные разработки ПО, которые могут решить до 80% и более отдельных задач по обработке, интерпретации сейсмических данных и гидродинамическому моделированию (данные АО «ЦГЭ»)



XZone MarshLine производства АО «Современные сейсмические технологии» (г. Геленджик) и, в какой-то мере, донные станции серии «Черепаха» производства АО «Сейсмо-Шельф» (г. С.-Петербург). Но необходима их существенная доработка. Отсутствуют источники сейсмических сигналов, способные излучать необходимую энергию при глубине воды менее 0,5 м. Отсутствуют специализированные мелководные суда – носители геофизических средств на предельном мелководье. Нуждаются в повышении экологических требований сухопутные сейсмические источники и тяжелая техника для работ в условиях заболоченных участков и легко ранимой тундры на суше. Именно в этих вопросах проявляется острая нехватка поддержки государства, как на стадии НИОКР, так и при создании первых промышленных серий.

Импортозависимость в ПО при производстве геофизических работ во многих случаях достигает 100%. За 20–25-летний период активного внедрения в Россию компьютерной техники и программных систем эта сфера деятельности оказалась полностью заполнена импортными производителями (в гражданских отраслях). К основным поставщикам профессиональных программных средств относятся транснациональные компании Schlumberger, Halliburton, Paradigm, компании входящие в группу CGG (Франция), Roxar (Норвегия) и др. Последствия объявления санкций на данные продукты

корреспондируются с возможностью несанкционированного отбора информации и неблагоприятных интервенций. В России имеются отечественные разработки, такие как Prime (Сеймотек – Яндекс-Терра), DV-Discovery и DV-Geo (АО «ЦГЭ»), tNavigator (RockFlowDynamics) и др., которые могут решить до 80% и более отдельных задач по обработке, интерпретации сейсмических данных и гидродинамическому моделированию (рис. 4). Но они принадлежат разрозненным разработчикам, опасаящимся за свои авторские права и экономические интересы. Необходимо создание отечественной системной оболочки, интеграция имеющихся ПО на единой платформе, разработка дополнительных программ и их логическое размещение в рамках единой линейки, покрывающей базовый комплекс задач геологоразведочного сектора. Интеллектуальная продукция (ПО) без размещения на российских микропроцессорах остается незащищенной от зарубежных интервенций. Поэтому заслуживают особого внимания и поддержки разработок российских гражданских процессоров МЦСТ серии Эльбрус с производительностью более 500 Гфлопс [11] и компактных супер-эвм серии АПК и ГВС ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» с производительностью до 1,23 и 8 Тфлопс [12].

В условиях рыночной экономики нельзя ограничивать или регулировать интересы сервисных компаний в выборе и применении

аппаратурно-технических средств и ПО. Переход на отечественные технико-технологические средства должен быть осознанным и выгодным с экономической точки зрения. Это возможно только при создании конкурентоспособной на мировом уровне продукции. Поэтому, проблему импортозамещения в конечном итоге следует рассматривать как организацию НИОКР, последующее серийное производство и внедрение отечественных геофизических средств, способных конкурировать с лучшими зарубежными аналогами. Без государственной поддержки решение этой проблемы в геологоразведочном сервисе в краткосрочной и среднесрочной перспективе представляется крайне затруднительным, а в долгосрочной – непредсказуемым. ●

Литература

1. «Газпром» направил на НИОКР рекордную сумму – 10,8 млрд руб. ПАО «Газпром», Пресс-Центр / Новости Газпрома / Релиз. 28 июля 2015. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/july/article241914>
2. «Роснефть» сегодня. ПАО «Роснефть». 2016. URL: <http://www.rosneft.ru/about>
3. Малкина В.Д., Галимов Т.И., Васютинская С.И., Киселев А.П. Инновационная комплексная система мониторинга скважин «ПетроЛайт» // Научный журнал Российского газового общества, 2015, № 2–3. С. 59–64.
4. Буровая платформа «Беркут» введена в эксплуатацию. Управление информационной политики ОАО «НК «Роснефть» 27 июня 2014 г. URL: <http://www.rosneft.ru/news/today/270620142.html>
5. «Роснефть» открыла новое месторождение в Карском море. Управление информационной политики ОАО «НК «Роснефть» 27 сентября 2014 г. URL: <http://www.rosneft.ru/news/pressrelease/27092014.html>
6. НИС геофизической разведки «Вячеслав Тихонов». URL: <http://www.korabl.eu/galleries/oboi/grazhdanskie-suda/vyacheslav-tihonov>
7. Освоение арктического шельфа РФ потребует до \$500 млрд инвестиций до 2050 г. – Новак // OilCapital.ru. URL: <http://www.oilcapital.ru/industry/180652.html>
8. Shell stops Arctic activity after 'disappointing' tests. BBC News, 28 September 2015. URL: <http://www.bbc.co.uk/news/business-34377434>
9. «Роснефть» не пускает ЛУКОЙЛ на Таймыр // «Коммерсантъ» №149 от 19.08.2015, стр. 9.
10. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Будагова Т.А. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане // Специализированный журнал Бурение & Нефть №12 (Декабрь) 2013. С. 10–16.
11. Волконский В.Ю., Ким А.К., Трушкин К.А. О перспективах отечественной вычислительной техники в нефтегазовой отрасли // Вестник ЦКР Роснедра, 2014, № 4. С. 44–64.
12. Компактные супер-ЭВМ. РФЯЦ-ВНИИЭФ. URL: <http://www.vniief.ru/wps/wcm/connect/vniief/site/researchdirections/civi/>

KEY WORDS: import substitution, aims and possibilities, the solution to the problem.

Р.Т. г. Альметьевск, ул. Базовая, д 2
Тел./факс: +7 (8553) 38-94-00
Электронная почта: info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

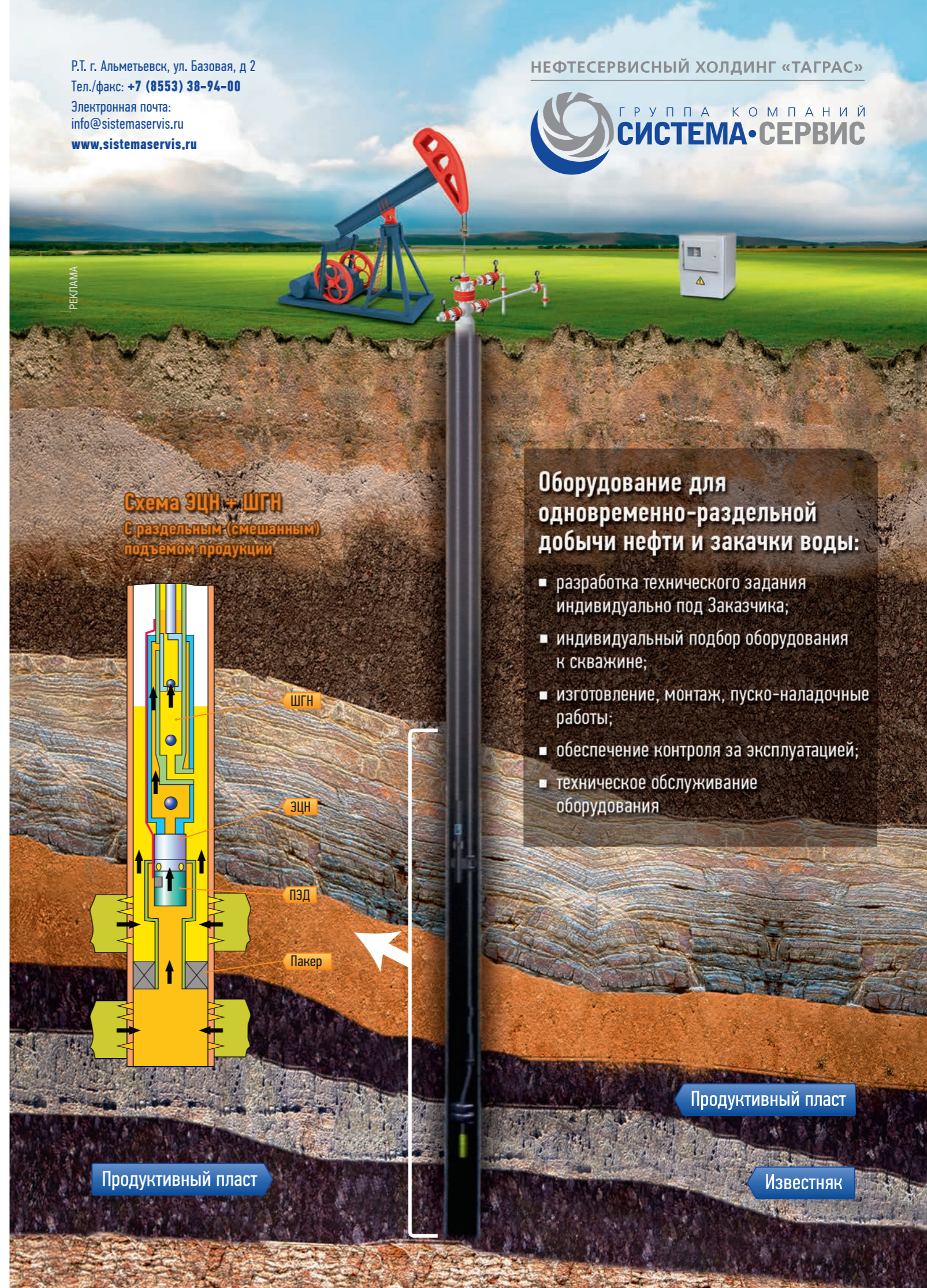
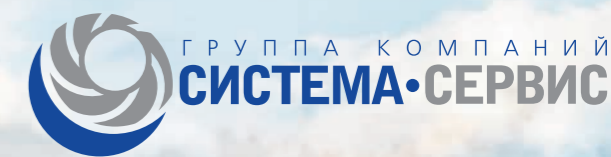
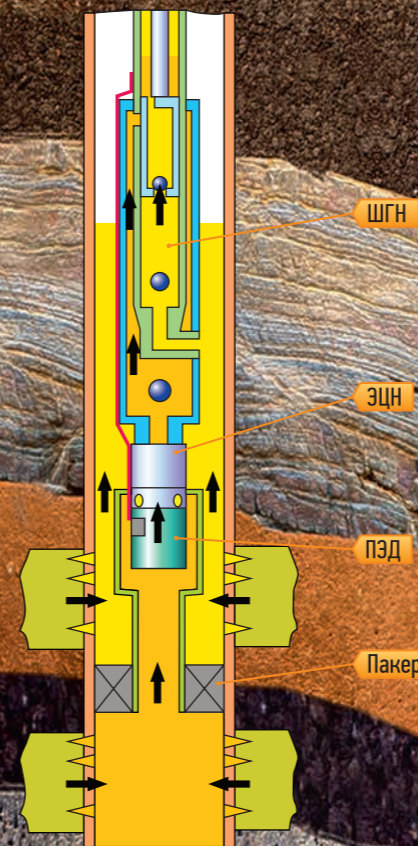


Схема ЭЦН + ШГН
С раздельным (смешанным) подъемом продукции



Оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти и закачки воды:

- разработка технического задания индивидуально под Заказчика;
- индивидуальный подбор оборудования к скважине;
- изготовление, монтаж, пуско-наладочные работы;
- обеспечение контроля за эксплуатацией;
- техническое обслуживание оборудования

Продуктивный пласт

Продуктивный пласт

Известняк

ВОЗВРАЩАЯСЬ К ИСТОКАМ



В ИДЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ЛЮБАЯ СКВАЖИНА В ТЕЧЕНИЕ ВСЕГО СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ СОХРАНЯЛА БЫ 100% ЦЕЛОСТНОСТЬ, ОДНАКО В РЕАЛЬНОСТИ ИЗ-ЗА НЕНАДЛЕЖАЩЕГО ИЛИ НЕЭФФЕКТИВНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ДОСТИЧЬ ТАКОГО ЭФФЕКТА ПРАКТИЧЕСКИ НЕВОЗМОЖНО. ПРИЧИНАМИ МОГУТ СТАТЬ ПРОБЛЕМЫ С РАЗМЕЩЕНИЕМ ЦЕМЕНТА, ВКЛЮЧАЯ НЕПОЛНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА, КАНАЛООБРАЗОВАНИЕ И НЕРАВНОМЕРНОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА. В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ ПОСЛЕ СХВАТЫВАНИЯ ЦЕМЕНТА ЕГО ЦЕЛОСТНОСТЬ УХУДШАЕТСЯ ИЗ-ЗА ВОЗДЕЙСТВИЯ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ ТЕМПЕРАТУР И ДАВЛЕНИЙ. ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР НЕ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ РАВНОМЕРНОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ КОЛЬЦЕВОГО ПРОСТРАНСТВА ВОКРУГ ОБСАДНОЙ ТРУБЫ БЕЗ ДОСТАТОЧНОГО ЦЕНТРИРОВАНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ; А БЕЗ ПОЛНОЦЕННОГО ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА МИГРАЦИЯ ГАЗА И ЖИДКОСТИ МОЖЕТ СЕРЬЕЗНО НАРУШИТЬ ЦЕЛОСТНОСТЬ СКВАЖИНЫ – ТАКОВА ОСНОВНАЯ ИДЕЯ ЦЕНТРИРОВАНИЯ. ТАК КАК ЖЕ ТОГДА ВЫБРАТЬ НУЖНЫЙ ТИП ЦЕНТРАТОРА?

UNDER IDEAL CONDITIONS, ANY WELL WOULD MAINTAIN 100% INTEGRITY FOR A WHOLE LIFETIME, BUT IN REALITY, DUE TO IMPROPER OR INEFFECTIVE CEMENTING IS ALMOST IMPOSSIBLE TO ACHIEVE THIS EFFECT. THE REASONS COULD BE PROBLEMS WITH CEMENT PLACEMENT, INCLUDING INCOMPLETE DISPLACEMENT OF DRILLING MUD, CHANNELLING AND INCOMPLETE FILLING OF THE ANNULAR SPACE. IN SOME CASES, AFTER CEMENT SETTING ITS INTEGRITY DETERIORATES DUE TO DOWNHOLE TEMPERATURE AND PRESSURE EFFECTS. CEMENT SLURRY CAN NOT PROVIDE UNIFORM FILLING OF THE ANNULAR SPACE AROUND THE CASING WITHOUT SUFFICIENT CASING CENTERING IN THE CEMENTED INTERVAL, WHILE WITHOUT PROPER CEMENT BOND THE MIGRATION OF GAS AND LIQUID CAN SERIOUSLY COMPROMISE WELL INTEGRITY – THIS IS THE BASIC IDEA BEHIND CASING CENTERING. HOW THEN SHALL THE RIGHT TYPE OF CENTRALIZER BE SELECTED?

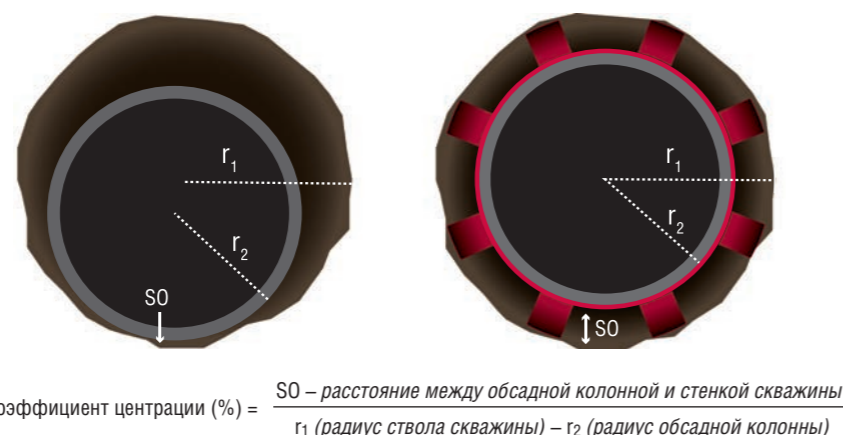
Ключевые слова: Weatherford, цементирование скважины, централизация, центратор, центрирование колонны, обсадная колонна.

Герметизацию в затрубном пространстве обеспечивает цементное кольцо, воздействие на которое оказывают многие параметры, относящиеся к планированию и выполнению работ по цементированию: качество цементного раствора, плотность и реологические характеристики, последовательность закачки цементировочных жидкостей, внутрискважинная скорость потока, а также вращение и расхаживание колонны при центрировании. Но даже при правильном планировании работ по цементированию эксплуатационные проблемы и неудовлетворительное центрирование колонны могут существенно снизить качество затрубного изолирующего кольца. Как отметил старший научный сотрудник Университета Техаса Майк Коуэн: «80% всего цементирования – это размещение цементного раствора, а 80% размещения – это центрирование колонны. И если не отцентрировать колонну и не закачать цемент в более чем 99% затрубного пространства, то наивно будет даже надеяться на то, что изоляция окажется надежной и долговечной».

Центрирование осуществляется с помощью инструментов, устанавливаемых на обсадную колонну. При их правильном выборе и размещении они могут обеспечить необходимую степень центрирования между обсадными трубами или между трубой и открытым стволом. Степень центрирования колонны вычисляется из эксцентриситета или меры отклонения колонны от центра. При уменьшении степени центрирования необходимо

увеличивать скорость потока для эффективного вытеснения бурового раствора. Поскольку жидкости двигаются по пути наименьшего сопротивления, то и буровой раствор в затрубном пространстве большего сечения будет перемещаться быстрее (Рис. 1). В горизонтальных и наклонно-направленных скважинах обсадная колонна обычно смещается к низу, что приводит к высокому эксцентриситету и снижает коэффициент центрирования.

РИС. 1. Степени центрирования колонны



УДК 338.12.017

Идеально отцентрированная колонна имеет 100% степень центрирования, как показано на Рис. 1 справа. Для сравнения: колонна, контактирующая со стенкой скважины, имеет степень центрирования 0%, как изображено на Рис. 1 слева, и может ощутимо препятствовать достижению целостности скважины.

Эффективность вытеснения бурового раствора в процессе цементирования может также снижаться из-за различия скоростей потока в затрубном пространстве. В худшем случае цемент прокачивается в затрубе вдоль всей колонны с широкой стороны затруба, что приводит к образованию канала с другой его стороны, создает путь для миграции газа, перетока пластовых жидкостей и пропанта при ГРП и осложняет добычу.

Экскурс в историю

И пружинный, и жесткий центратор в состоянии правильно разместить колонну внутри скважины. При этом оптимальный центратор выбирают, ориентируясь на тип обсадных колонн и условия их спуска. Большинство центраторов используются как для центрирования обсадной колонны при цементировании, так и для предотвращения дифференциального прихвата колонны путем уменьшения площади поверхности ее контакта со стенкой скважины. Некоторые типы центраторов снижают крутящий момент и силы трения в процессе спуска, а другие только защищают критически важные компоненты колонны, такие как пакер для открытого ствола и контрольная линия.

В начале XX века нефтяные компании разработали и начали активно применять центраторы как эффективный способ обеспечения качественного центрирования, благодаря которому цементный раствор может заполнять все затрубное пространство, способствуя надежной герметизации. И хотя с тех пор условия эксплуатации изменились, и скважины сейчас бурятся в более суровых условиях и на рекордные глубины и длины, незывлемой остается необходимость центрировать колонны для обеспечения разобщения пластов во время цементирования.

Конструкции центраторов претерпевают изменения, совершенствуются, для них подбираются все более прочные материалы, модернизируются технологии производства. Специально спроектированные центраторы для наиболее сложных скважин помогают спустить колонну на всю проектную глубину, уменьшая силу продавливания и стругивающее усилие, а также позволяя проходить места с очень малыми зазорами. Это позволяет центрировать обсадные трубы, например, в расширенном стволе скважины. Появились и центраторы, спроектированные для специальных условий, которые обеспечивают высокую степень центрирования даже в боковых стволах.

Но даже учитывая эффективность их применения, в отрасли сохраняются и некоторые стереотипы: например, многие верят, что центраторы застревают в скважине, мешают спуску колонны или увеличивают время ее спуска. Обычно подобные проблемы возникают при несоответствии выбранного типа центратора внутрискважинным условиям, что снижает эффективность работ и может даже привести к дополнительным сложностям при реализации проекта. Однако если обратиться к основам теории цементирования ранних лет, то можно улучшить целостность как цементного кольца, так и самой скважины. Стоит лишь сделать шаг назад и вернуться на стадию планирования процесса, учесть основные цели и задачи центрирования колонны и руководствоваться такой же базовой методологией, как при выборе любой другой технологической оснастки обсадных колонн.

Удачный выбор

Несмотря на улучшение конструкции и совершенствование материалов, из которых изготовлены центраторы, выбор всегда осуществляется в соответствии с внутрискважинными условиями. Если инженеры 50-х годов прошлого века для определения места установки центраторов использовали эмпирические правила, логарифмические линейки и карандаши, то специалисты XXI века экипированы лучшими технологиями и инструментами для выбора типов центраторов и расчета мест их установки и

условий спуска колонны при различных внутрискважинных условиях.

Первое программное обеспечение (ПО) для расчета мест установки центраторов, спроектированное в 1990-х годах, вычисляло и оптимизировало степень центрирования, размещение, а также момент и силы сопротивления при спуске. С тех пор ПО дорабатывалось, совершенствовалось и в итоге переросло в мощные вычислительные средства. Однако даже простой элементный анализ при моделировании центратора позволяет улучшить его эксплуатационные характеристики и учесть пожелания заказчика при проектировании и производстве, а также дает возможность проверить соответствие центрирования фактическим условиям.

На рабочие характеристики центраторов влияет множество параметров, таких как угол наклона, расстановка центраторов, сужения в стволе скважины и её фактический диаметр. Для достижения нужной степени центрирования, снижения крутящего момента, снижения трения, или же всего перечисленного сразу при использовании наименьшего количества центраторов используют средства моделирования и модели расстановки. Подобные модели используют такие параметры, как боковое усилие на заданной глубине, вес колонны труб, растягивающая нагрузка и реакция центратора на внутрискважинные воздействия. Моделированием также определяют изгиб обсадной колонны между центраторами, который повышает сопротивление спуску.

Применение на практике

Суть методологии «назад к истокам» заключается в выборе необходимого типа центратора и проектировании спуска, при этом учитывают ожидаемые внутрискважинные условия, желаемую степень центрирования, силу проталкивания центратора и силу трения.

Например, с помощью данной методологии был выбран оптимальный для конкретных внутрискважинных условий тип центратора при спуске 17-дюймового хвостовика на месторождении в Северном море.

ТАБЛИЦА 1. Выбор центратора в соответствии с требованиями и условиями применения (для достижения оптимальной степени центрирования в случае с 17-дюймовым хвостовиком)

Вращение	✓	✗	✓	✓	✓
Сужение	✗	✓	✓	✗	✓
20-дюйм. ОС	✓	✓	✗	✗	✓
Выбор	-	-	-	-	★

При реализации проекта необходимо было выполнять вращение обсадной трубы в процессе цементирования, чтобы пройти 17,77-дюймовое сужение и обеспечить достаточную степень центрирования для цементирования в 20-дюймовом открытом стволе с отклонением ствола от вертикали в 27°.

Первый шаг включал в себя выбор центратора. Зазор между наружным диаметром хвостовика и предыдущей колонной составлял всего 0,77 дюйма, а необходимость вращения исключила возможность применения стандартных сварных центраторов, требующих использования стопорных колец, поскольку их наружный диаметр был бы слишком велик. С другой стороны, жесткие центраторы смогли бы обеспечить вращение и прохождение сужения, но у них не было возможности обеспечить надлежащее центрирование в 20-дюймовом открытом стволе. Выбранный из представленных ниже вариантов пружинный центратор-патрубок полностью соответствовал всем требованиям (Таб. 1).

Выборенный тип центратора (центратор-патрубок) позволяет обсадной колонне вращаться и имеет возможность сжиматься до размера в 17,5 дюйма, что позволяет ему проходить через сужения. Когда центратор-патрубок выходит в открытый ствол, пружины раскрываются, обеспечивая центрирование от 76 до 100% в 20-дюймовом открытом стволе. При спуске хвостовик прошел все узкие интервалы без каких-либо заметных отклонений от расчетного веса на крюке и достиг проектной глубины без проблем, при этом само цементирование хвостовика проходило с вращением.

Приведем еще один пример правильного подбора центратора,

который позволил решить проблему недоспуска обсадных колонн на проектную глубину в Мексиканском заливе. Заказчик три раза подряд столкнулся с прихватами при спуске 7-дюймовых обсадных колонн в боковые стволы. Поскольку застревание колонны, как правило, означает дифференциальный прихват, то увеличение степени центрирования может снизить вероятность такого прихвата, снижая площадь контакта колонны со стенкой скважины. Для решения проблем при спуске необходимо внести изменения в программу расстановки центраторов, т.е. снизить сопротивление при спуске, обеспечить возможность вращения и прохождения участков набора угла, а также приемлемую степень центрирования для проведения цементировочных работ. ПО для моделирования спуска колонны помогло отобрать необходимые типы центраторов, интервалы их установки, степень центрирования и в итоге выбрать наилучшую схему их расстановки, учитывая

профиль скважины. Поскольку оператор намеревался спустить 7-дюймовую обсадную трубу в 8,5-дюймовый открытый ствол с углом отхода от вертикали в 88°, то были выбраны допускающие вращение жесткие роликовые центраторы, которые, помимо снижения крутящего момента и сил сопротивления при вращении, снижают осевые нагрузки и уменьшают коэффициент трения как в обсаженном, так и в открытом стволе. ПО смоделировало наиболее рациональный вариант установки центраторов для достижения степени центрирования в 73–86% в зацементированном участке и надежного разобщения пластов. Используя предлагаемое программой сочетание центраторов, колонна была спущена до забоя с первого раза.

Правильный выбор помогают сделать и средства компьютерного моделирования, которые так помогли при строительстве горизонтальных скважин в пермских отложениях штата Техас (США). Компания-оператор рассматривала возможность бурения горизонтальной скважины глубиной 4200 метров и спуска 5,5-дюймовой эксплуатационной колонны в открытый ствол диаметром 8,75 дюйма. Поскольку точный коэффициент трения в открытом стволе не был известен, то оператор запросил программу расстановки центраторов для горизонтального участка с получением наименьшего трения. Моделирование показало, что наибольшее снижение осевых и торсионных нагрузок во время

РИС. 2. Графическое отображение осевых и торсионных нагрузок по результатам моделирования программы расстановки центраторов



спуска, а также наилучшей степени центрирования можно достичь, используя сотню роликовых двунаправленных центраторов. Эту колонну также успешно спустили на проектную глубину. Сравнение данных показало, что изменения веса на крюке после выхода колонны на горизонтальный участок оказались минимальными, при этом фактические силы сопротивления в данном случае были на 30% меньше по сравнению с моделью центратора без роликов.

Закключение

Цементный раствор не может обеспечить равномерное заполнение кольцевого пространства вокруг обсадной

трубы без достаточного центрирования в интервале цементирования; а без полноценного цементного кольца миграция газа и жидкости может серьезно нарушить целостность скважины – такова основная идея центрирования. Современные технологии и программное обеспечение могут оптимизировать размещение центраторов и помочь в подборе их типов и количества. Выбор оптимальных параметров центрирования способствует снижению силы трения, что облегчает процесс спуска колонны и повышает степень центрирования для получения качественного цементирования. А с помощью методологии «назад к истокам» можно подобрать нужный тип

центратора/ов и оптимизировать их размещение на обсадной колонне, что максимально повышает качество работ не только в процессе строительства скважины, но и на протяжении всего срока её эксплуатации. ●

KEY WORDS: *Weatherford, well cementing, centralization, centralizer, centering of casing, casing.*

Подробная информация по типоразмерам и видам центраторов представлена на сайте www.weatherford.ru

По материалам компании Weatherford



ТАБЛИЦА 2. Руководство по выбору центратора

	1		2		3	4	5	6	7	8	9			10				11		12	
	a	b	a	b							a	b	c	a	b	d	a	b	a	b	a
Вертикальные скважины	●				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Наклонно-направленные скважины	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Горизонтальные скважины	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Скважины с большим отходом от вертикали	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Вращаемые колонны	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Возвратно-поступательное движение колонны	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Обсаженный ствол	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Открытый ствол	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Расширенный ствол: 22,2 мм < сужение < 38,1 мм	●									●		●		●		●		●		●	
Расширенный ствол: сужение < внешней диаметр обсадной колонны+ 22,2 мм										●		●		●		●		●		●	
Большой затрубный зазор								●	●												
Скважина с большими кавернами	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Заканчивание без цементирования	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Заканчивание без цементирования (коррозионностойкий сплав)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Защита оборудования в колонне	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Центрирование буровой колонны в открытом стволе		●																			
Интенсификация бурового раствора	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Центраторы (внешний вид)																					

Семейство жестких/полужестких и пружинных центраторов ● – Лучший выбор ● – Без ограничений ● – С осторожностью □ – Не рекомендуется

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

- 1a-SC – SpiraGlider, цельный жесткий центратор;
- 1b-Latch-on – SpiraGlider, защелкивающаяся модель
- 2a – центратор LoTORQ; 2b – центратор LoDRAG
- 3-Composite – композитный центратор Weatherford
- 4-SSR – короткий спиральный жесткий центратор
- 5-SRC – алюминиевый центратор с жесткими ребрами
- 6-Bars – центратор из тонких жестких лопастей или пружин (модель 153/152)
- 7-Positive PO Bows – несварной центратор с жесткими пружинами
- 8-542 – жесткий центратор-патрубок
- 9a-VariForm – цельный центратор стандартный
- 9b-VariForm UR – цельный центратор, разработанный для центрирования в стволе с увеличенным диаметром
- 9c-VariForm Sub – цельный центратор, разработанный для прохождения

- существенных сужений и проведения центрирования в стволе с увеличенным диаметром; устанавливается на специальный патрубок
- 10a-S110 – стандартный пружинный сварной защелкивающийся центратор, только для API размеров от 114,3 мм до 508 мм
- 10b-123 – пружинный неразъемный центратор для малых зазоров со встроеными стопорными кольцами
- 10c-RC113 – пружинный сварной (внахлест) неразъемный центратор, устанавливается поверх стопорного кольца; подходит для вращаемых колонн
- 11a-541 – пружинный центратор-патрубок без возможности вращения
- 11b-541R – пружинный центратор-патрубок с возможностью вращения
- 12a-NW-single – центратор несварной защелкивающийся стандартный
- 12b-NW-Tandem – центратор несварной защелкивающийся, с двумя изгибами пружины

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

ПО МЕРЕ ТОГО КАК СОВЕРШЕНСТВУЮТСЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПОНЕНТОВ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН, ВОЗРАСТАЮТ И ТРЕБОВАНИЯ К ИЗНОСОСТОЙКОСТИ И УСТАЛОСТНОЙ ПРОЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ. ЧТО СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ РЫНКУ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ?

AS IMPROVED CHARACTERISTICS OF THE COMPONENTS OF DRILL STRINGS, AND INCREASING DEMANDS ON WEAR RESISTANCE AND FATIGUE STRENGTH OF THREADED INTERLOCKS. WHAT DO DOMESTIC DEVELOPERS OFFER TODAY TO IMPROVE THE PERFORMANCE PROPERTIES OF THE DRILL PIPES?

Ключевые слова: бурильные колонны, замковые соединения, износостойкость, повышение эксплуатационных характеристик, поверхностно пластическая деформация.



Евгений Дмитриевич Мокроносов,
Президент ГК «ПКНМ»

Пропорционально улучшению характеристик компонентов бурильных колонн возрастают требования к износостойкости и усталостной прочности резьбовых замковых соединений.

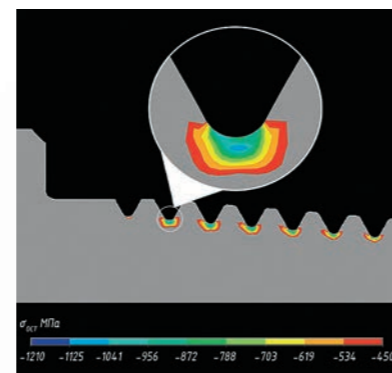
Помимо фосфатирования, или меднения резьб, снижающих вероятность адгезионного схватывания контактирующих поверхностей, отечественными и зарубежными стандартами рекомендуется их поверхностная пластическая деформация (ППД), повышающая микротвердость, создающая сжимающие остаточные напряжения ($\sigma_{ост}$) и, как следствие, повышающая усталостную прочность.

Режимы (параметры) ППД, очевидно, существенно влияют на свойства упрочненного слоя. Конкретных, методически обоснованных рекомендаций для упрочнения обкаткой роликами замковых резьб бурильных труб нет. С целью разъяснения этого вопроса

выполнены ниже представленные результаты исследований.

В качестве оптимизируемых параметров ППД принимались: радиус при вершине упрочняющего ролика, угол его профиля и величина деформации обкатываемой поверхности перпендикулярная оси резьбы. Обкатка производилась на оригинальном гидравлическом стенде, разработанном в Пермской компании нефтяного машиностроения (ООО «ПКНМ») и защищенном патентами Российской Федерации.

РИС. 1. Остаточные напряжения после обкатки роликом



Расчет напряжений, остаточных после обкатки (рис. 1) и возникающих в процессе свинчивания с рабочими моментами ниппельных и муфтовых резьбовых концов бурильных труб (рис. 2, 3), производился с помощью программы ANSYS методом конечных элементов.

В качестве критерия оптимальности принимались минимальные растягивающие напряжения во

РЕКЛАМА

РИС. 2. Напряжения во впадинах резьбы не прошедшей обкатку

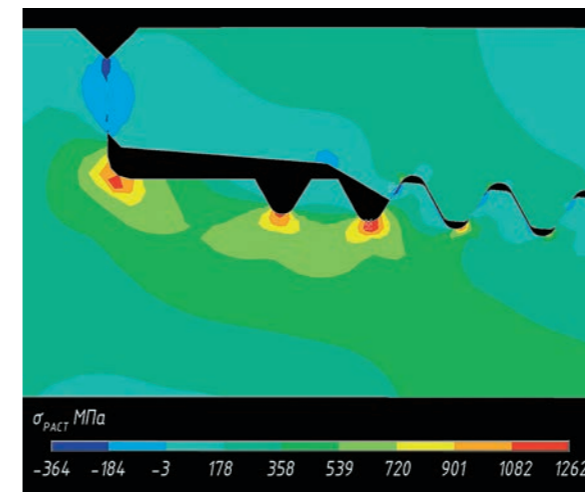
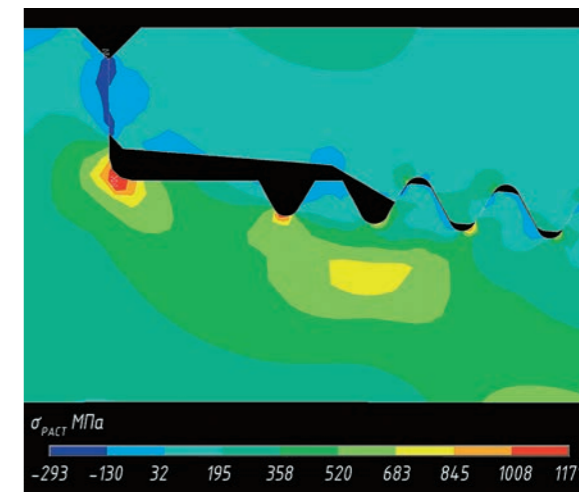


РИС. 3. Напряжение во впадинах резьбы прошедшей обкатку с оптимальными параметрами



впадинах резьбы свинченного с рабочим моментом резьбового соединения, а оптимальным параметрам обкатки соответствовали их значения обеспечивающие достижения этого критерия. На рис. 2 изображены поля напряжений во впадинах резьбы не прошедшей обкатку, а на рис. 3 обработанной ППД с оптимальными параметрами.

Поиск оптимума осуществлялся симплекс-методом. Вершинам трехмерного тетраэдра (симплекса) присваивались вышеупомянутые варьируемые параметры. Испытания производились на обкатанных с оптимальными параметрами резьбовых переводниках.

Для оценки полученных в ходе оптимизации параметров обкатки результатов, проводились испытания на циклическую выносливость резьб: РКТ 154×6,35×1:9,6 –

забойных винтовых двигателей и 3-122 ГОСТ Р.50864 бурильных труб в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на стенде УП-200М.

Средняя величина циклической выносливости образцов резьб РКТ 154×6,35×1:9,6 упрочненных на оптимальных режимах в сравнении с необработанными ППД при изгибающем моменте 3500 кгм возросла с 458226 до 1454471 циклов, то есть в 3,17 раз.

Аналогичные результаты показали испытания упрочненных резьб 3-133 ГОСТ Р.50864 здесь циклическая выносливость увеличилась с 891387 циклов до 3470313, то есть в 3,89 раз.

Другим важным эксплуатационным свойством бурильных труб является стойкость к истиранию резьбовых поверхностей.

В ПКНМ разработана и широко применяется, пока для обработки

переводников, технология неизотермического ионно-вакуумного азотирования (рис. 4).

Оптимизация режимов для переводников из стали 40ХГМА позволила на поверхностях резьбы высокоазотистого α -твердого раствора глубиной 0,05–0,12 мм и твердостью 460–680 HV при отсутствии нитридной зоны (рис. 5).

Эксплуатация азотированных переводников в буровых компаниях Weateherford, РН-Бурение и др. показала увеличение количества свинчиваний-развинчиваний в сравнении со штатными соединениями в 3–4 раза без заметного истирания поверхностей резьб.

Азотирование бурильной трубы целиком технически сложно и экономически нецелесообразно.

Поэтому следующим этапом применения такой технологии стало создание сварных конструкций бурильных труб. Такое производство будет запущено в ПКНМ во втором полугодии сего года. Помимо упрочнения резьбовых поверхностей здесь упрочняются и наружные поверхности труб в наибольшей степени подверженные износу. Вышеописанные конструкции переводников и бурильных труб также защищены патентами Российской Федерации. ●

РИС. 4. Процесс ионно-вакуумного азотирования переводников

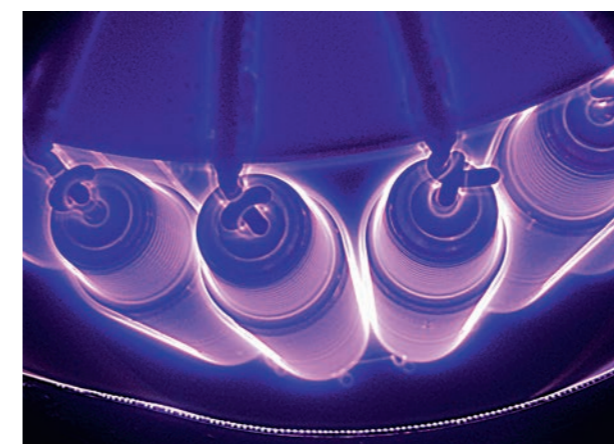
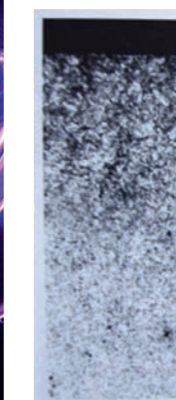


РИС. 5. Диффузионный азотированный слой поверхности резьбы



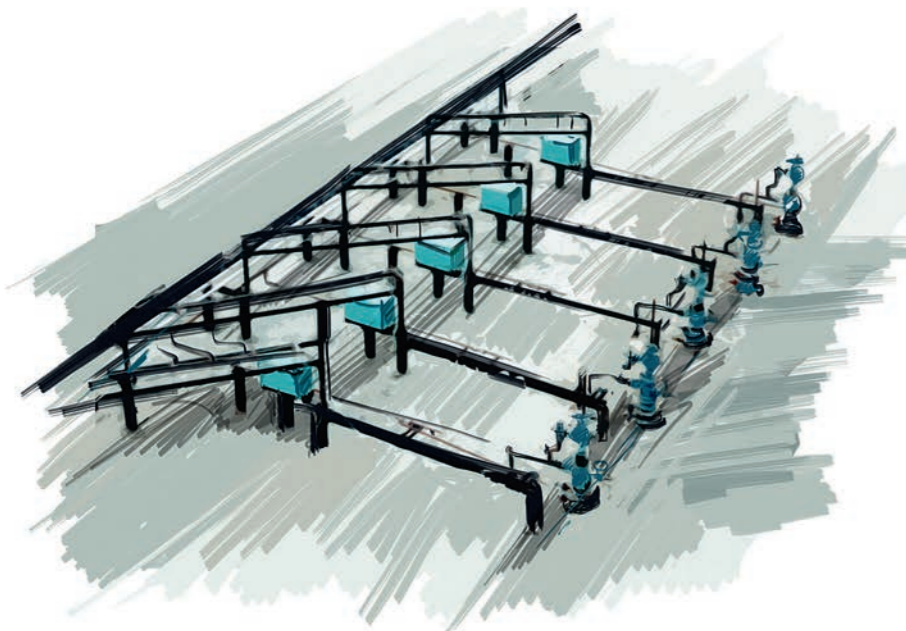
KEY WORDS: the drill string, a tool joint, the wear resistance, the improvement of operational performance, surface plastic deformation.

КОМПЛЕКС АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ

КОМПАНИЯ «ТАРГИН» ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБСТВЕННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЁМ ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КУСТОВЫМИ АВТОМАТИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ АСУР «ГАЗЛИФТ»

COMPANY "TARGIN" PRESENTS ITS OWN SOLUTION FOR CONTROL OF PROCESS OF GAS-LIFT OIL EXTRACTION BY MEANS OF REMOTE CONTROL AND CONTROL WITH THE AUTOMATIC CLUSTER COMPLEXES ACES "GAS LIFT"

Ключевые слова: газлифтная добыча, комплексная автоматизация, управление технологическими процессами, дистанционный контроль, нефтедобыча.



Главная задача, решаемая с помощью системы дистанционного контроля и управления кустовыми автоматическими комплексами АСУР «Газлифт» – добывать большее количество жидкости при ограниченном количестве закачиваемого агента. Для этого необходимо:

- построить модель режима работы каждой скважины,
- провести поскважинную оптимизацию,
- обеспечить поддержание оптимизированных параметров работы скважины,
- провести групповую оптимизацию скважин промысла в целом,
- обеспечить поддержание оптимизированных параметров промысла в целом,
- обеспечить возможность адаптации оптимизационной схемы в процессе разработки месторождения.

Характеристики комплекса автоматизации:

- Максимальное давление в газовых линиях 32 Мпа.
- Максимальный расход газа через скважину 80 000 м³/сутки.
- Диапазон регулирования расхода газа через скважину 0...80 000 м³/сутки.
- Максимальный расход газа через коллектор 200 000 м³/сутки.
- Максимальный расход газожидкостной смеси-продукции скважины через модули выпуска до 100 т/сутки.
- Максимальное давление в выкидной линии скважины за модулем выпуска до 5 Мпа.
- Максимальное число обслуживаемых АСУР скважин 16. Режим работы АСУР 24 часа в сутки.
- АСУР использует в качестве первичного источника

электропитания однофазную сеть переменного тока напряжением 187-242 В частотой 50±1 Гц.

- Максимальное энергопотребление АСУР (без системы подогрева газа), обслуживающей 8 газлифтных скважин 12 кВА.
- Температурный диапазон окр. среды от -50° до 65°С.
- Средний срок службы (с учетом ремонтов) не менее 10 лет.

Комплекс в составе указанной системы, обеспечивает сбор и обработку информации, поступающей с первичных датчиков-преобразователей, выработку команд управления исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальный режим работы скважины, накопление полученной информации для формирования статистических данных и контроля над состоянием нефтяных скважин, а так же для формирования аварийных сигналов и команд. ●

KEY WORDS: *gas-lift production, complex automation, process control, remote monitoring, oil production.*



Тел. (347) 210-12-24

Отдел перспективного развития бизнеса производственного управления «Машиностроение»

info@targin.ru
www.targin.ru



РЕКЛАМА



Всегда достигает цели



РЕКЛАМА

НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ:

Наклонно-направленное бурение | Буровые долота и долотный сервис
Цементирование | Заканчивание скважин | Колтюбинг
Комплексное обслуживание ГРП

Тел. 8-800-755-2000

звонки бесплатны со всех мобильных и городских номеров России

INFO@TARGIN.RU
WWW.TARGIN.RU



ПРИУМНОЖАЯ ДОСТИГНУТОЕ

Эффективность Сибирской Сервисной Компании в условиях современного рынка буровых услуг



ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ, МИРОВОЙ РЫНОК НЕФТЕСЕРВИСА В БЛИЖАЙШЕМ БУДУЩЕМ ДОСТИГНЕТ 200 МЛРД ДОЛЛ. США, ИЗ КОТОРЫХ НА ДОЛЮ РОССИИ ПРИХОДИТСЯ 26 МЛРД. ЭТО ДОВОЛЬНО ОПТИМИСТИЧНАЯ ЦИФРА, НА КОТОРУЮ С ВОЖДЕНИЕМ СМОТРЕЛИ И РОССИЙСКИЕ, И ЗАПАДНЫЕ КОМПАНИИ. ДОЛЯ ЗАРУБЕЖНЫХ МЕЙДЖОРОВ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ НЕФТЕСЕРВИСА СОСТАВЛЯЕТ ОКОЛО 25%. НО ЗАРУБЕЖНЫЕ КОМПАНИИ ВЫНУЖДЕННО ПОКИДАЮТ РОССИЙСКИЙ РЫНОК ИЛИ ЖЕ СОКРАЩАЮТ ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ ЧАСТЬ ПРОЕКТОВ. ПОДОБНЫЕ РЕШЕНИЯ СО СТОРОНЫ ТАКИХ КОМПАНИЙ, КАК SCHLUMBERGER, HALLIBURTON, BAKER HUGHES И WEATHERFORD, ДЛЯ РОССИИ ОЧЕНЬ ЧУВСТВИТЕЛЬНЫ, ОСОБЕННО ПО ПРОЕКТАМ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ (ТРИЗ). ОДНАКО СНИЖЕНИЕ ОБЪЕМОВ РАБОТ В РОССИИ У ЗАРУБЕЖНЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ ОТРАСЛИ ОТКРЫВАЕТ ШИРОКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. КРОМЕ ТОГО, РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ, ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН И КРС, СЕЙСМИКА, ГДЕ ДОЛЯ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ ДОВОЛЬНО ВЫСОКА, НИКТО НЕ ОТМЕНЯЛ. КАКИЕ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ МОГУТ СЕГОДНЯ ОБЕСПЕЧИТЬ КАЧЕСТВЕННЫЙ НЕФТЕСЕРВИС?

ACCORDING TO EXPERTS, WORLD MARKET OF OIL RELATED SERVICES WILL SOON BE AROUND USD 200 BILLION, OF WHICH RUSSIA ACCOUNTS FOR USD 26 BILLION. THAT IS A RELATIVELY OPTIMISTIC FIGURE, AT WHICH BOTH RUSSIAN AND WESTERN COMPANIES GAZED LONGINGLY. PART OF FOREIGN MAJORS ON THE RUSSIAN MARKET OF OIL RELATED SERVICES IS ESTIMATED TO BE AROUND 25%. BUT FOREIGN COMPANIES ARE FORCEDLY LEAVING THE RUSSIAN MARKET OR REDUCING THE SIGNIFICANT PART OF PROJECTS. THESE DECISIONS OF SUCH COMPANIES AS SCHLUMBERGER, HALLIBURTON, BAKER HUGHES AND WEATHERFORD ARE REALLY FEELABLE FOR RUSSIA, ESPECIALLY FOR HARD TO RECOVER RESERVES (HTR) PROJECTS. HOWEVER, REDUCTION IN SCOPE OF WORK OF FOREIGN INDUSTRY REPRESENTATIVES IN RUSSIA OPENS BROAD PERSPECTIVES FOR NATIONAL OIL RELATED SERVICES COMPANIES. IN ADDITION, EXPLORATION AND PRODUCTION DRILLING, WELL SERVICING AND WO OPERATIONS, SEISMIC, WHERE THE PERCENT OF RUSSIAN COMPANIES IS QUITE HIGH, HAS NOT BEEN CANCELED. WHAT RUSSIAN COMPANIES CAN PROVIDE OIL RELATED SERVICE OF HIGH QUALITY NOW?

Ключевые слова: нефтесервис, рынок услуг, Сибирская Сервисная Компания, импортозамещение, бурение, добыча, эффективность, социальная ответственность.

Яценко Алена Викторовна,
Начальник отдела по связям с общественностью
ЗАО «Сибирская Сервисная Компания»,
к.э.н.

Кризис – время возможностей

Несмотря на падение цены на нефть в 2015 году, российские нефтедобывающие компании продолжали бороться за наращивание добычи. Дается это нелегко. Например, само по себе увеличение проходки не дает плановых показателей

На долю ССК приходится около 8% общероссийского объема пробуренных метров в год

роста добычи: из-за истощения месторождений показатели роста добычи составляют лишь 25 т/м проходки при ожидании 50 т/м. Согласно данным Минэнерго, по итогам 2015 г. объемы эксплуатационного бурения выросли на 12%. Что, в том числе, произошло за счет ранее сделанных

инвестиций. И хотя, объем инвестиций снижается, но уйти в ноль он не может, потому что ни наращивание, ни даже поддержание текущего уровня добычи невозможно без качественного нефтесервиса.

Уход части зарубежных компаний из проектов, конечно, стал благоприятным для российских нефтесервисных компаний, но этим

еще нужно суметь воспользоваться. Не всякая отечественная компания может легко конкурировать с зарубежными участниками рынка. Здесь сказывается и практика отсрочки платежей за услуги, на которую более охотно идет зарубежный нефтесервис, и проблема оборудования. Не

РЕКЛАМА



стоит забывать, что в период 2012–2015 гг. началось и продолжается сейчас массовое списание буровых установок, введенных в эксплуатацию в пик их производства в СССР в 1987–1991 гг. А чтобы не просто выжить, но продолжать развиваться в таких условиях, необходимо обладать большим запасом прочности, собственными технологиями, способными заменить импорт.

Одно из таких предприятий – ЗАО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК), независимая, обеспечивающая широкий спектр услуг по бурению и ремонту скважин практически на всех крупнейших нефтегазоносных территориях России: ХМАО, ЯНАО, НАО, Красноярский край, Поволжский регион, Республика Коми, Якутия, Томская область, Новосибирская и Иркутская области. Вот уже несколько лет Стрежевской филиал ССК динамично расширяет географию работ, обусловленную объективным увеличением потребности в строительстве скважин в ЯНАО. Для повышения эффективности управления процессом бурения и обеспечением бригад в 2015 году руководством компании было даже принято решение об открытии филиала в Новом Уренгое.

В целом юбилейный для ССК 2015 год выдался непростым, как и для других предприятий отрасли. Ситуация сложна, но перспективы очевидны: падение цен на нефть и санкции Запада – это серьезное испытание для России, но и большие возможности для российского нефтесервиса.

Насколько же компании готовы модернизироваться, и как вообще ставится этот вопрос?

Вопрос необходимости модернизации был и остается важнейшим в деятельности ССК. Работы сейчас настолько много, что повышение эффективности – насущная задача. Сибирская Сервисная Компания предлагает

Годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения – более 1,6 млн м, более 3200 текущих и капитальных ремонтов скважин в год

схему совместного с Заказчиком развития интересующих технологических направлений, где ключевые условия развития – заключение долгосрочного договора, в котором определяется потребность недропользователя в конкретном оборудовании, график ввода оборудования в работу и необходимые инвестиции (в том числе, со стороны недропользователя). При этом ведется постоянная работа по сокращению непроизводительных затрат, снижению аварийности, простоев, внеплановых ремонтов, неэффективных спускоподъемных операций – и это далеко не полный перечень.

Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, считает, что кризис – это время возможностей. Тот, кто идет трудным путем – получает результат. Выдерживают те, кто имеет резервы.

Каким же путем идет ССК?

2015-й. Метры и другие показатели

Сибирская Сервисная Компания вошла в 2016 г., имея за плечами достойные результаты работы.

Одним из показателей эффективности компании стало присутствие ССК в первых строках рейтинга буровых подрядчиков. Для повышения прозрачности рынка нефтегазосервисного оборудования в октябре 2015 г. Минпромторг РФ провел опрос среди 65 нефтегазовых компаний. Важно, что оценка подрядчиков осуществлялась на основе истории взаимодействия. По группе «Бурение» ССК заняла почетное 2-е место (разница с лидером – 0,03 рейтингового балла), по группе «ТКРС и ЗБС» – вошла в тройку лидеров!

2015 год стал весьма результативным для Красноярского филиала ССК – филиал перевыполнил параметры бизнес-плана более чем на 15%. Это стало возможно благодаря внедрению новых технологических решений, позволивших сократить сроки строительства скважин и

существенно снизить расходы на химию, а также за счет сокращения непроизводительных затрат.

Уже во второй раз был признан лучшим подрядчиком в выполнении ГРП Томский филиал ССК. Подводя итоги конкурса среди буровых команд, строивших геологоразведочные скважины в 2015 г., филиал «Газпромнефть-Развитие» – «Мессояха» назвал лучшим коллектив, работавший на скважине №118 Восточно-Мессояхского месторождения, где генеральным подрядчиком является Томский филиал Сибирской Сервисной Компании.

В августе 2015 г. на Западно-Салымском месторождении ССК пробурило юбилейную, 1000-ю, скважину глубиной 2880 м для компании «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.»

В целом, задачи по объемам бурения в 2015 году были в полной мере реализованы и достигли 1,615 млн м, а самый многочисленный –

Нефтеюганский филиал ССК уже в ноябре перешагнул рекордный показатель годовой проходки в 1 млн м горных пород.

В чем же секрет успеха?

Все дело в оборудовании...

Бурить на максимальных скоростях и с надлежащим качеством Компании позволяют современное оборудование и применяемые в ССК эксклюзивные технологии ведения работ. Компания



Ежегодно инвестируя в среднем 11% выручки, ССК является 2-й компанией в отрасли по удельным объемам инвестиций

успешно прошла пик списания буровых установок, введенных в эксплуатацию на закате СССР, и ныне имеет более 300 единиц современного оборудования, в т.ч. 64 буровые установки различной грузоподъемности, 78 подъемных агрегатов, 18 цементировочных флотов, 50 партий наклонно-направленного бурения и 50 групп по инженерному сопровождению буровых растворов.

Санкции мало повлияли на работу компании, хотя и надо признать, что вопрос обеспечения оборудования запасными частями пока решен не до конца. Однако внедрение нового оборудования, в т.ч. китайского и отечественного производства, постепенно снимает и эту проблему. Особенно активизировалась работа с российскими производителями. Успешно, например, показала себя установка УНБ2-600×70 Ижнефтемаша.

Весь этот потенциал позволяет ССК производить работы по бурению и ремонту скважин в короткие сроки, в соответствии с высокими требованиями Заказчика к технологиям и качеству, с наименьшими рисками возникновения осложнений.

Продолжаемая программа модернизации позволяет всем филиалам Сибирской Сервисной Компании оставаться конкурентоспособными, мобильными, максимально готовыми к решению сложных производственных задач в любых климатических, геофизических и логистических условиях.

... и кадрах

Сибирская Сервисная Компания со дня своего основания (16 лет назад) была и остается социально ответственным предприятием, заботящимся о своем персонале, планомерно занимающимся его развитием. Образовательные программы для молодых специалистов, программы по развитию кадрового резерва, профессиональные конкурсы позволяют постоянно повышать квалификацию всего коллектива.

Забота о семьях и детях работников, материальная

ССК, обладающая сбалансированным портфелем предоставляемых услуг, предлагает Заказчику полный спектр нефтесервисных работ

помощь, санаторно-курортное лечение – значимое направление в реализации социальной политики ССК. Есть в Компании добрая традиция – в честь своего профессионального праздника оказывать благотворительную помощь различным учреждениям, занимающимся лечением и образованием детей и взрослых: домам инвалидов, реабилитационным центрам, детским спортивным школам, больницам.

О планах и перспективах

Говоря о планах и перспективах ССК можно привести слова Ю. Шафраника: «Наступил новый, чрезвычайно сложный и

ответственный этап в развитии отечественного нефтегазового комплекса. Сейчас требуется значительное и стремительное повышение эффективности всех отраслевых производств, радикальный рост технического и технологического уровня всех видов деятельности, но действовать нужно намного целенаправленнее и активнее».

Сибирская Сервисная Компания сегодня имеет достойный портфель заказов. Модернизация, постоянное совершенствование технологий, планомерное расширение географии присутствия и спектра решаемых задач, социальная ответственность Компании, забота об окружающей среде являются её важнейшими конкурентными преимуществами.

Современная ССК, начав отсчет своей истории с 2000 года, первой в России доказала, что независимая компания способна существовать на свободном рынке, достойно выдерживать конкуренцию с интегрированными отечественными и зарубежными компаниями, добиваться все больших успехов. ССК становится больше, осваивает все новые регионы и будет продолжать динамично идти вперед, приумножая достигнутое. ●

KEY WORDS: *oilfield services, services market, Siberian Service Company, import substitution, drilling, production, efficiency, social responsibility.*

ОРИЕНТИРОВАНЫ НА НУЖДЫ КЛИЕНТОВ. НАЦЕЛЕНЫ НА РЕЗУЛЬТАТ.

- Ведущий международный производитель буровых установок
- Современное механическое и электрическое оборудование для буровых установок, и соответствующие системы управления
- Ремонт, модификация и модернизация буровых установок
- Круглосуточная поддержка промышленных операций и управление международными проектами
- Долговечные, экономичные и безотказные системы буровых установок
- Служба послепродажной технической поддержки



Компания Bentec – один из ведущих мировых производителей буровых установок и нефтепромышленного оборудования. Являясь полностью вертикально-организованной компанией-поставщиком комплексных систем, Bentec предлагает уникальное сочетание ресурсов, опыта работы в отрасли и профессиональных знаний, соблюдая строжайшие требования к качеству всех выпускаемых систем буровых установок и уделяя особое внимание аспектам ОТ, ТБ и ООС. Наши буровые установки и оборудование изготавливаются с учетом индивидуальных требований заказчика для работы в особо сложных условиях в различных странах мира, от пустынь и до Арктики.

ООО «Бентек» Тюмень, Россия | 2-ой км. Старого Тобольского Тракта 8 а | 625014 Тюмень, Россия
Тел.: +7 (0)3452 6839 00 | E-mail: tyumen@bentec.com | www.bentec.ru

Офис представительства «Bentec» в России | 1. Казачий переулок, 7 | 119017 Москва, Россия
Тел.: +7 (0)495 2344 238 или 239 | E-mail: moscow@bentec.com

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЫНКА БУРОВЫХ УСТАНОВОК В РФ

К КОНЦУ ЯНВАРЯ ТЕКУЩЕГО ГОДА СТАЛО ОКОНЧАТЕЛЬНО ЯСНО, ЧТО БОЛЬШИНСТВО РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ, НЕ ОЖИДАЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ РЫНКА В 2016 ГОДУ, ЗАПЛАНИРОВАЛИ СОКРАТИТЬ ИНВЕСТИЦИОННУЮ АКТИВНОСТЬ И ПЕРЕСМОТРЕТЬ УСЛОВИЯ РАБОТЫ С НЕФТЕСЕРВИСНЫМИ КОМПАНИЯМИ. СОГЛАСНО АНАЛИЗУ RPI ОПЫТ КРИЗИСНОГО 2009 ГОДА ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО СОКРАЩЕНИЕ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО, ОЖИДАЮТ ОБЛАСТЬ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ, А В СФЕРЕ ДОБЫЧИ – ВСЕ СЕГМЕНТЫ НЕФТЕСЕРВИСНОГО РЫНКА, СВЯЗАННЫЕ С ГЕОЛОГОРАЗВЕДКОЙ, ВКЛЮЧАЯ РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ И СЕЙСМИКУ. ОТНОСИТЕЛЬНО ЗАЩИЩЕННОЙ СТАТЬЕЙ РАСХОДОВ, СКОРЕЕ ВСЕГО, ОКАЖЕТСЯ ЛИШЬ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ, ТАК КАК ОНО ОБЕСПЕЧИВАЕТ БОЛЕЕ 60% ПРИРОСТА В ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

BY THE END OF JANUARY THIS YEAR, IT BECAME CLEAR THAT THE MAJORITY OF RUSSIAN OIL COMPANIES, WITHOUT WAITING FOR MARKET RECOVERY IN 2016, HAS PLANNED TO REDUCE INVESTMENT ACTIVITY AND TO REVISE THE CONDITIONS OF COOPERATION WITH OILFIELD SERVICES COMPANIES. ACCORDING TO THE RPI ANALYSIS, EXPERIENCE OF THE CRISIS YEAR 2009 SHOWS THAT THE REDUCTION IS PRIMARILY EXPECTED IN THE REFINING SEGMENT, AND IN THE SPHERE OF PRODUCTION – IN ALL SEGMENTS OF THE OILFIELD SERVICES MARKET RELATED TO GEOLOGICAL EXPLORATION INCLUDING EXPLORATORY DRILLING AND SEISMIC SURVEYS. DEVELOPMENT DRILLING IS LIKELY TO BE A RELATIVELY PROTECTED EXPENDITURE ITEM AS IT PROVIDES MORE THAN 60% OF THE HYDROCARBONS PRODUCTION INCREASE

Ключевые слова: нефтесервис, бурение, геологоразведка, нефтепереработка, добыча.

Никита Медведев,
Руководитель
информационно-
аналитического отдела,
RPI Research & Consulting

Парк буровых установок

В последние 5–7 лет процесс бурения стал намного более требовательным к технологической составляющей. К этому приводят требования заказчиков к конструкции новой скважины, к качеству и скорости вскрытия продуктивных пластов. Этим обусловлен рост доли скважин, пробуренных с использованием современных дорогостоящих растворов и телеметрических систем. Подобное бурение является возможным только с использованием современного бурового оборудования, в первую очередь буровых станков.

Возраст и состояние установок в действующем парке бурового оборудования оценивается как неудовлетворительное. Во многом это связано с кризисными явлениями в экономике и работой на оборудовании без проведения модернизаций и обновлений за счет остаточного ресурса эксплуатации. По оценкам отраслевых изданий около 40% парка буровых установок в России эксплуатируется более 20 лет. Увеличить срок службы буровой установки возможно за счет полной или частичной модернизации. При модернизации заменяются рабочие узлы и механизмы на новые, при этом возможно

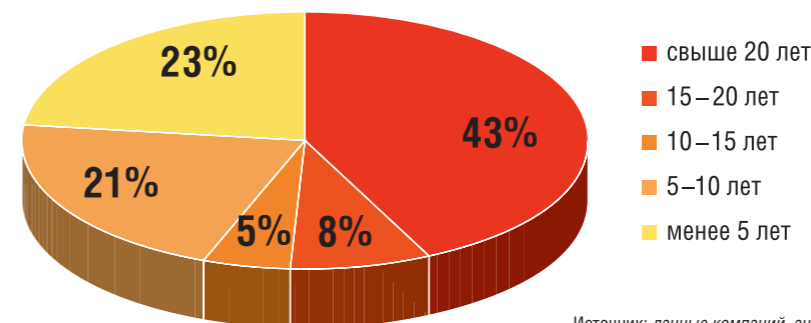
частичное усовершенствование оборудования. При проведении модернизации сервисные компании уведомляют службы Ростехнадзора о достигнутых результатах, поскольку эксплуатация парка буровых установок является подведомственной данной службе сферой ответственности.

Технологические требования к параметрам буровых установок меняются согласно закономерностям развития рынка бурения. Характеристики свойственные развитию рынка в перспективе ближайших 5–7 лет могут быть следующие:

- Рост парка тяжелых буровых установок в связи с ростом потребности в горизонтальном бурении и увеличении числа многоствольных скважин
- Постепенное обновление парка буровых станков грузоподъемностью до 450 тонн для кустового бурения
- Увеличение парка мобильных буровых установок грузоподъемностью до более 200 тонн
- Тенденция более увеличения мощности и производительности насосного оборудования
- Применение верхних приводов: как в новых буровых станках, так и в модернизируемом оборудовании.

УДК 338.45

РИС. 1. Сейсмо-геологический разрез Северо-Восточной части Азовского моря [1]



Источник: данные компаний, анализ RPI

В действующем парке велика доля установок, эксплуатируемых более 20 лет. Именно данные установки, прежде всего, могут быть подвергнуты замене или модернизации в течение ближайших 3–5 лет.

В связи с усложнением условий проведения буровых работ (увеличение глубин нефтегазоносных слоев, увеличение горизонтального бурения и усложнение условий бурения), модернизация действующего парка буровых установок не может полностью удовлетворить меняющиеся потребности рынка. В связи с чем в последние два года наметилась тенденция к увеличению грузоподъемности буровых установок. Данная тенденция в перспективе рассматриваемого прогнозного горизонта также будет иметь место. Основной прирост парка в настоящий момент составляют буровые установки высокой грузоподъемности в арктическом исполнении.

В разных регионах разные потребности

На 2015 год большая часть буровых установок эксплуатируется в Западной Сибири и Волго-Уральском регионе, где за счет бурения обеспечивается поддержка объемов добычи на сильно выработанных месторождениях. В ХМАО и Поволжье большой парк установок обусловлен их небольшой грузоподъемностью, развитостью инфраструктуры и особенностями месторождений, где эксплуатируется большое число вертикальных и наклонно-направленных скважин, а также ростом популярности ЗБС. Доля Восточной Сибири, которая сейчас составляет около 8% будет увеличиваться, но незначительными темпами в связи с неблагоприятной

ценовой конъюнктурой на мировом нефтяном рынке в связи с чем ввод большого числа месторождений будет отложен на несколько лет, что непосредственно повлияет на парк буровых установок.

Другим фактором медленного роста количества буровых установок в Восточной Сибири является большая распространенность горизонтального бурения, что подразумевает уменьшение количества скважин и метров проходки при увеличении стоимости бурения за счет применения наиболее современных методов и оборудования. Это означает меньший парк буровых установок при их большей средней грузоподъемности.

Динамика парка бурового оборудования

До 2010 года обновление парка бурового оборудования сдерживалось кризисными явлениями в экономике. В 2010 году рост парка составил 20,5% в натуральном выражении. В период с 2012 по 2014 год ежегодный прирост парка составлял около

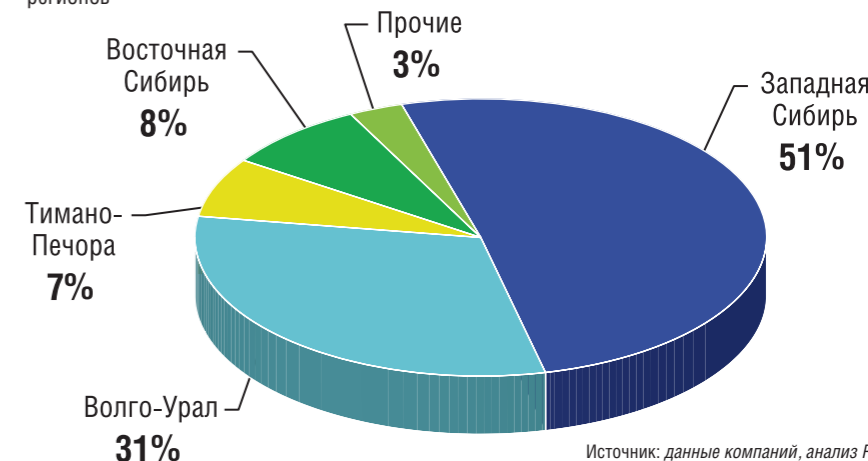
3–4% в год, но в перспективе до 2020 года темпы прироста значительно снизятся по причине серьезного ухудшения рыночной конъюнктуры и снижения инвестиционных программ всех крупнейших нефтяных компаний.

Несмотря на то, что в период 2016–2017 годов объемы эксплуатационного бурения останутся на уровне предыдущих лет и снижение проходки не превысит 3–5% в годовом исчислении парк буровых установок будет демонстрировать незначительное падение, что связано с массовым выводом из эксплуатации устаревшего оборудования при одновременно сокращении программ по приобретению нового по причине программ сокращения расходов у крупнейших нефтегазовых компаний. В долгосрочной перспективе парк буровых установок будет демонстрировать рост в пределах 1% в год за счет

Производители буровых установок

Тенденции, касающиеся изменения условий бурения и соответствующих требований к буровым установкам, напрямую влияют на стратегии развития производителей, ориентированных на работу на российском рынке. Компании, которые стремятся закрепиться на российском рынке в долгосрочном периоде, вынуждены технологически совершенствовать выпускаемые буровые установки, увеличивая их грузоподъемность и автоматизируя управление оборудованием. Также при выборе поставщика оборудования для

РИС. 2. Распределение буровых установок в разрезе основных нефтегазодобывающих регионов

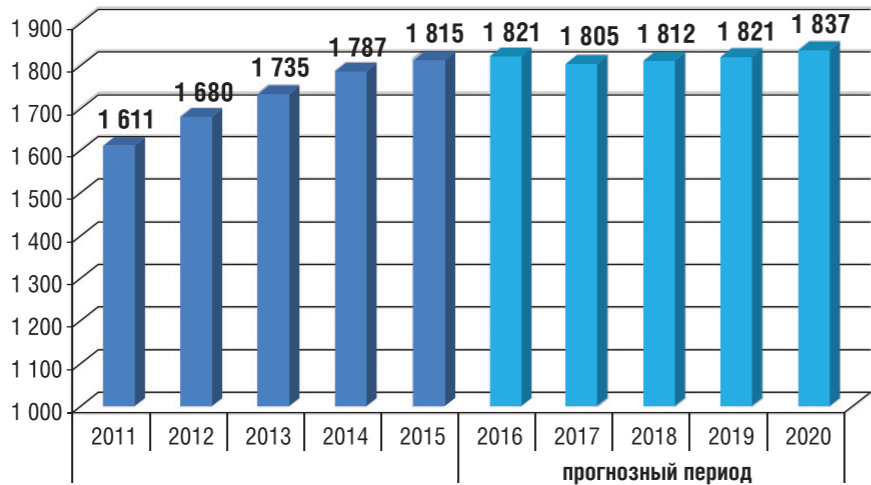


Источник: данные компаний, анализ RPI

буровых компаний имеют значение сроки поставки установок на месторождения, наличие сервисного обслуживания и консультационное сопровождение продаж.

С 2007 года наблюдается резкое увеличение приобретаемых российскими компаниями буровых установок китайского производства в силу их относительно низкой цены при сопоставимом качестве. Выгодные условия предложения достигаются в основном за счет государственной поддержки Китая, нацеленной на расширение рынка сбыта производимой в стране продукции (беспроцентные кредиты, субсидирование производства и др.). Данные меры позволяют китайским компаниям иметь более низкую себестоимость производства по сравнению с условиями производства российских компаний, что находит отражение в цене продукции. Кроме того, интеграция с финансовыми институтами Китая позволяет данным компаниям предлагать потребителям установки с условиями оплаты в рассрочку на два года, что для отечественных заводов в современных условиях недостижимо. В первые годы присутствия на российском рынке, качество китайских буровых установок было неудовлетворительное. Однако в настоящее время компании Китая могут предложить оборудование по качеству, сопоставимому с российским и, в ряде случаев, даже с европейским и американским. Кроме того, на складах китайских компаний часто аккумулируется большое количество необходимых деталей и узлов, что сокращает

РИС. 3. Прогноз парка буровых установок на территории РФ до 2020 года



Источник: данные компаний, анализ RPI

срок поставки оборудования конечному потребителю.

Европейские и американские производители буровых установок в первую очередь выделяются высоким качеством оборудования и технологической инновационностью решений. В связи с тем, что производство у них организовано в большинстве случаев на территории развитых стран, стоимость их оборудования существенно выше, чем у китайских и даже российских производителей. При этом иностранные сервисные холдинговые компании, работающие на территории России, приобретают исключительно данное оборудование для проведения работ. Для открытого рынка европейские и американские производители оборудования имеют консервативную тактику продаж: желая не нарушить условия подписываемого договора,

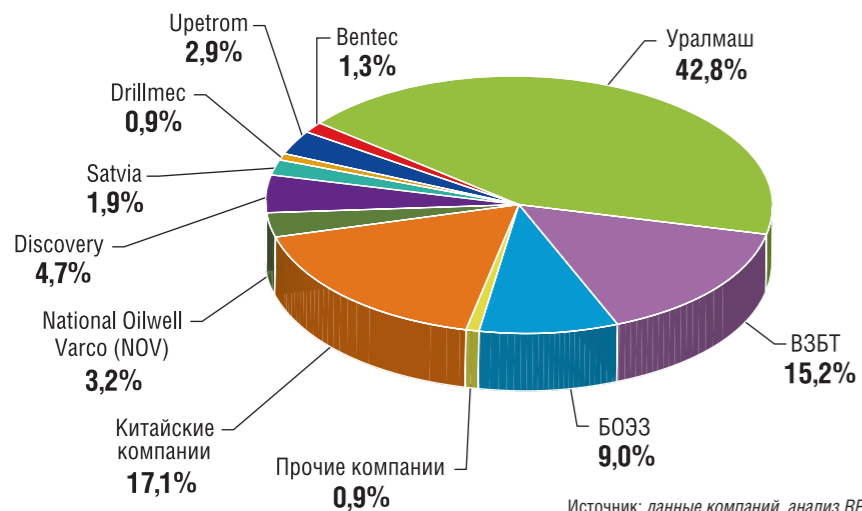
они резервируют время для подстраховки от срыва сроков поставки, что ухудшает их конкурентные преимущества по сравнению с другими участниками рынка.

В действующем парке буровых установок доминирующее место принадлежит оборудованию производства завода «Уралмаш». Установки производства «Уралмаш» присутствуют в парке практически каждой нефтесервисной компании. В целом на российские компании («Уралмаш», «ВЗБТ», «БОЭЗ») приходится 68% в действовавшем на 2015 год в РФ парке буровой техники. Оборудование китайских компаний составило 17% от действующего парка, в то время как суммарная доля оборудования европейских и американских производителей в российском парке – около 14%. В перспективе, по мнению экспертов, соотношение не подвергнется существенным изменениям при сохранении существующей на рынке ситуации.

В перспективе до 2020 года поставки зарубежного оборудования значительно снизятся, как по причине падения курса российской валюты и соответствующего подорожания буровых станков и комплектующих, так и по причине снижения активности ряда зарубежных нефтесервисных компаний. «Освободившееся» место могут занять, прежде всего, российские производители, получившие значительное ценовое преимущество. ●

KEY WORDS: oilfield services, drilling, exploration, refining, production.

РИС. 4. Распределение буровых установок в разрезе основных производителей



Источник: данные компаний, анализ RPI



I6E

I7R

СНИЖЕНИЕ ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

Вспомогательные механизмы

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПРИХВАТООПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ. НА КАФЕДРЕ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН АЛЬМЕТЬЕВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА РАЗРАБАТЫВАЮТСЯ МЕХАНИЗМЫ ДЛЯ МЕХАНИЧЕСКОГО МЕТОДА СНИЖЕНИЯ СИЛ ТРЕНИЯ, КОТОРЫЕ ПРОШЛИ ЛАБОРАТОРНЫЕ И ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ПОКАЗАЛИ СВОЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ АКТАМИ ПРОВЕДЁННЫХ ИСПЫТАНИЙ

THE ARTICLE DESCRIBES AUXILIARY MECHANISMS FOR REDUCING OF STICKING WHEN DRILLING INCLINED- WELLS AND HORIZONTAL SIDETRACK WELLS. AT THE DEPARTMENT OF OIL AND GAS WELL DRILLING OF THE ALMETYEVSK STATE OIL INSTITUTE THE MECHANISMS ARE DEVELOPED FOR THE MECHANICAL METHOD OF THE FRICTIONAL FORCES REDUCING THAT HAVE PASSED LABORATORY AND FIELD TESTS AND HAVE SHOWN THEIR EFFECTIVENESS EVIDENCED BY THE TEST REPORTS

Ключевые слова: наклонно-направленная скважина, горизонтальный участок скважины, прихватоопасность, силы трения, механический способ.

Лилия Булатовна Хузина,
член-корр. РАЕН,
д.т.н., профессор,
зав. кафедрой БНГС,
ГБОУ ВО «Альметьевский
государственный нефтяной
институт»

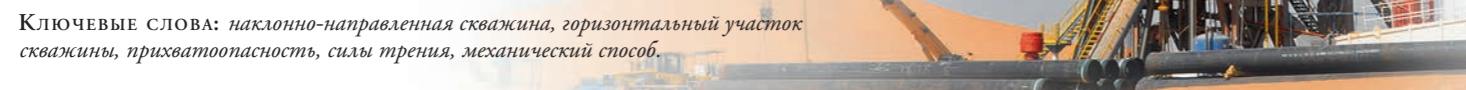
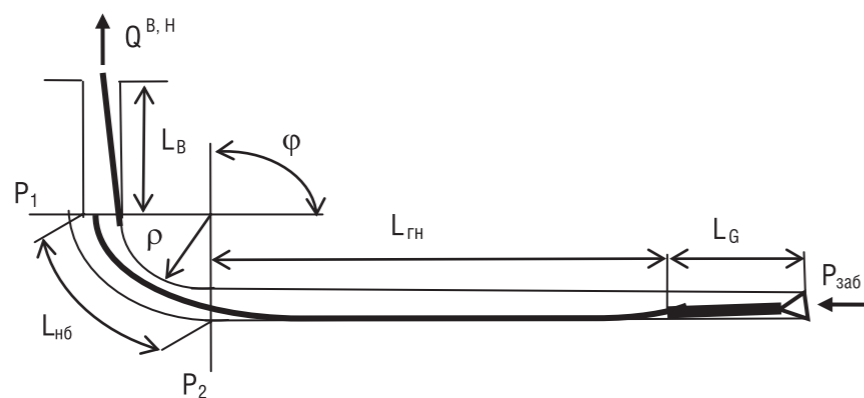
Светлана Владимировна Любимова,
к.т.н.,
доцент кафедры БНГС,
ГБОУ ВО «Альметьевский
государственный нефтяной
институт»

Анатолий Фёдорович Сливченко,
к.т.н.,
доцент кафедры БНГС,
ГБОУ ВО «Альметьевский
государственный нефтяной
институт»

На сегодняшний день наиболее перспективным методом интенсификации добычи нефти является бурение скважин с горизонтальным окончанием. Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки [1, 2]. Одной из важных задач при бурении скважин с горизонтальным окончанием является снижение прихватоопасности бурильных колонн, особенно

на горизонтальном участке, а также, обеспечение возможности создания требуемой для разрушения породы нагрузки на забой при бурении, возможность спуска обсадной колонны в скважину с перекрытием горизонтальной части ствола и допустимой нагрузки на крюк при ликвидации прихвата. [3, 4, 5] Рассмотрим, общий случай трехинтервальной горизонтальной скважины с участками: вертикальным, набора зенитного угла и горизонтальным (рис. 1). [6]

РИС. 1. Схема трехинтервальной горизонтальной скважины



УДК 622.24

ТАБЛИЦА 1. Классификация методов снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины [7]

Методы снижения сил трения																																					
Химические										Механические																											
Российские					Зарубежные					Российские					Зарубежные																						
Графит	Нефть	ПАВ	СМАД-1	T-66 и T-80	Спринт	ИНХП-21, НИИ НП-360	СЖК (ОСЖК)	РЖС	Эмульгал	ЛТМ, СГ	РАМБС, СДЭБ	K-Lube	Lube-167	Dreel Free	EME-Sweet	EME-Salt	EBL	Центраторы (типа ЦЦ, ЦТ и др)	Калибраторы (КЛ, КЛС)	Стабилизаторы (КС, КСС)	Вибродемпферы	Яссы (типа ГМ, ГУ и др)	Осцилляторы	Осциллятор марки GT-066	Яссы типа ZSJ/ZXJ и др.												
Ввод смазочной добавки от объема бурового раствора, %										В составе компоновки низа бурильной колонны при бурении наклонно-направленных, вертикальных и скважин с горизонтальным окончанием																											
0,02	10	0,01-0,03	1-4	0,3-0,5	2-3	0,5	0,5	0,3-1	0,3-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5-1	0,5	0,5	0,5	0,5-1	Уменьшение площади соприкосновения со стенками скважины					Уменьшение коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины					Ликвидация прихвата бурильных труб					Снижение силы трения и сопротивления перемещению бурильной колонны, доведение нагрузки на долото				
Снижение коэффициента трения, %																																					
25	20-30	15	50-60	30-50	50-60	25-50	50	30-50	25	80	30-50	30-50	30-50	40	30-40	20-40	20-40	Уменьшение площади соприкосновения со стенками скважины					Уменьшение коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины					Ликвидация прихвата бурильных труб					Снижение силы трения и сопротивления перемещению бурильной колонны, доведение нагрузки на долото				

В процессе бурения для профиля горизонтальной скважины, представленного на рис. 1 справедливы следующие соотношения для определения осевых нагрузок P:

$$P_1 = \sum_k q_B L_B,$$

$$P_2^H = P_1 (e^{\pm \mu \alpha_{гн}})^{-1} + q_1 \rho_{нб} \cdot \frac{\mu^2 - 1}{\mu^2 + 1} \sin \alpha_{гн},$$

$$P_{заб}^H = P_2 - (\pm \mu) \cdot (G + q_1 L_{гн}) \sin \alpha_{гн}.$$

где G и q – вес направляющего участка и одного метра труб в скважине (в жидкости), на рассматриваемом участке ствола; μ – коэффициент трения породы о стенки скважины; P^H – минимальная нагрузка на забой;

P^B – учитывают увеличение осевой сжимающей нагрузки на забой P_{заб} после очередного импульса подачи тормозом лебедки.

Из рис.1 видно, что в процессе бурения, для случая трехинтервальной скважины с горизонтальным участком скважины, осевые нагрузки на забой зависят от коэффициента трения μ. В табл. 1 представлена разработанная авторами классификация методов снижения

сил трения бурильной колонны о стенки скважины в процессе бурения вертикальных, наклонно-направленных скважин, а также скважин с горизонтальными окончаниями.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института (Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск) ведётся работа по разработке и усовершенствованию механизмов для механического метода снижения сил трения, таких как, скважинный осциллятор [8], осциллятор-турбулизатор [9], скользящий центратор [10], компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото [11], которые прошли лабораторные и промысловые испытания и показали свою эффективность, что подтверждается актами проведенных испытаний.

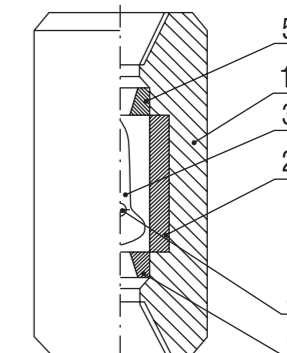
Рассмотрим подробнее каждый из предлагаемых механизмов:

1. Скважинный осциллятор (рис. 2)

Осциллятор работает следующим образом. Промывочная жидкость закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору. Проходя через проходной канал, струя

жидкости попадает на клапанный узел осциллятора. Под действием струи клапан начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к проходному каналу, в результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается частично перекрытым. Это приводит к возникновению моночастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, что позволяет снизить коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины.

РИС. 2. Схема скважинного осциллятора

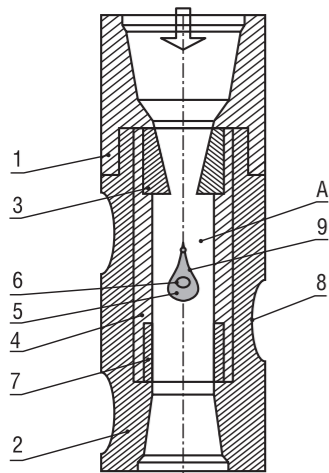


1 – корпус скважинного осциллятора, 2 – калиброванная втулка, 3 – клапан, 4 – ось клапана, 5 – верхний диффузор, 6 – нижний диффузор

2. Осциллятор-турбулизатор (рис. 3)

Устройство для осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости состоит из крышки 1, корпуса 2, диффузора верхнего 3, втулки 4, установленной в корпусе 2, клапана 5, оси 6, диффузора нижнего 7.

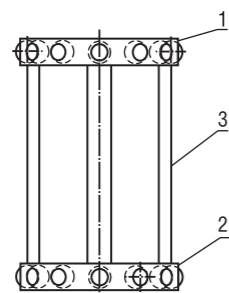
РИС. 3. Схема осциллятора-турбулизатора



1 – крышка, 2 – корпус, 3 – верхний диффузор, 4 – втулка, 5 – клапан, 6 – ось, 7 – нижний диффузор

Осциллятор-турбулизатор работает следующим образом. Промывочная жидкость закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне труб (на фигуре не указаны) к скважинному осциллятору. Через проходной канал А струя жидкости попадает на верхний диффузор 3. Верхний диффузор 3 выполняет функцию перехода жидкости из круглого сечения в квадратное на втулку 4. На втулке струя жидкости движется по квадратному сечению и поступает на клапан 5 который начинает совершать колебательные

РИС. 4. Схема скользящего центратора



движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к проходному каналу А. В результате чего в определенные моменты времени, проходной канал А оказывается перекрытым. Жидкость после перехода из клапана 5 движется на втулке 4 и тем самым поступает на нижний диффузор 6, который имеет круглое сечение. На оси 6 держится клапан 5. Крышка 1 служит для соединения осциллятора-турбулизатора с ВЗД.

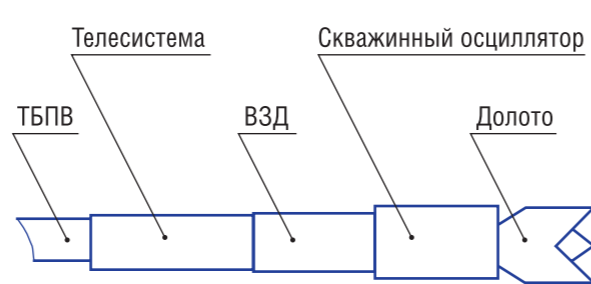
3. Скользящий центратор (рис. 4).

Скользящий центратор включает корпус с концевыми частями в виде центрирующих элементов и ребрами для их соединения, тела качения, расположенные в центрирующих элементах. Причем элементы выполнены в виде колец, состоящих из внутреннего и наружного кольца с телами качения, отделенными друг от друга и удерживаемыми на равном расстоянии, при этом тела качения точно соприкасаются со стенками скважины с целью снижения усилий трения при спуске бурильной колонны.

4. КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото (рис. 5).

Предлагается новая компоновка низа бурильной колонны, состоящая из долота PDC,

РИС. 5. Состав КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото



скважинного осциллятора, ВЗД, телесистемы и бурильных труб. Включенные в компоновку долото PDC образуют ровную цилиндрическую горную выработку, а осциллятор, состоящий из корпуса, калиброванной втулки, установленной в корпусе, клапана, оси, верхнего и нижнего диффузора, который прошел лабораторные испытания, способен создать низкочастотные колебания промывочной жидкости, достигающих забоя скважины.

Промысловые испытания КНБК проводились на скв. № 6053 Шереметьевского месторождения ПАО «Татнефть». Месторождение площадью 19,13 кв. км расположено на северо-западном склоне Южного купола Татарского свода. Бурение скважины велось буровой установкой БУ–2000/125 ЭБМ. Для подачи промывочной жидкости (техническая вода) применяли буровые насосы БРН-1, осевая нагрузка на долото составила 9–10 т. Для бурения скважины использовали винтовой забойный двигатель ДРУ-172, долото PDC 215,9. Опытное бурение проводилось в интервале в интервале 305–800 м, геологический разрез сложен твердыми и крепкими породами.

РИС. 6. Спектр частот КНБК без применения осциллятора при расходе промывочной жидкости 20 л/с

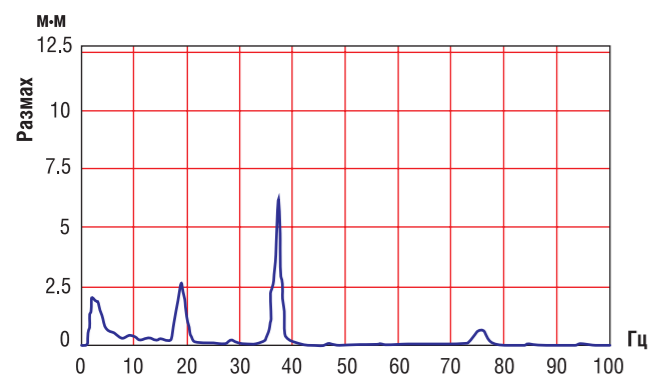
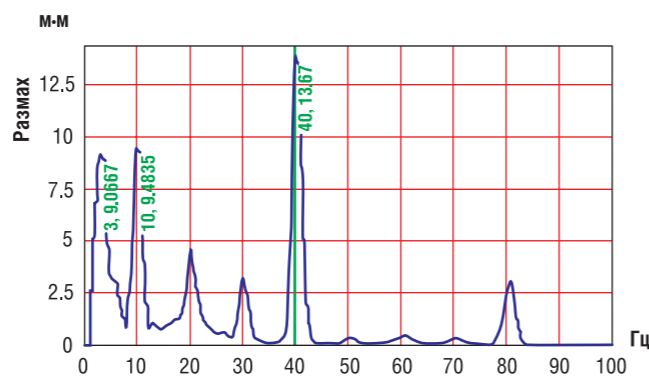


РИС. 7. Спектр частот КНБК с применением осциллятора при расходе промывочной жидкости 20 л/с



Проектная глубина скважины составила 1115 м. В процессе бурения контролировались такие параметры как механическая скорость бурения, проходка на долото, осевая нагрузка на долото, давление промывочной жидкости, расход промывочной жидкости.

Перед спуском в скважину работу осциллятора проверяли на устье скважины восстановлением циркуляции жидкости. В процессе бурения был замерен спектр частот.

После обработки данных были получены следующие графики (рис. 6, рис. 7).

На рис. 7. представлены спектры частот, характерные для работы насоса и др. элементов циркуляционной системы.

Из рис. 7 видно, что появилась линия в спектре частот, равная 40,13 Гц, которой ранее не наблюдалось, и она соответствует частоте работы осциллятора. Из приведенных выше рис. 5 и 6 следует, что осциллятор подтверждает свою работоспособность в промышленных условиях при различных значениях расхода промывочной жидкости. Для оценки эффективности данной компоновки был выполнен сравнительный анализ результатов бурения соседних скважин без применения осциллятора в аналогичных геолого-технических условиях на том же месторождении. Результаты опытного бурения с применением осциллятора-турбулизатора приведены в табл. 2.

Проведенные промышленные испытания выявили, что проходка на долото в опытной скважине возросла в среднем на 35%, а механическая скорость – на 21% по сравнению с бурением соседних скважин в аналогичных геолого-технических условиях. Осциллятор проработал без аварий и осложнений и показал хорошую работоспособность и надежность. После проведения промышленных испытаний осциллятор был в рабочем состоянии, износ деталей незначительный, менее 5%.

Таким образом, развитие современных направлений механического метода снижения сил трения является значительным резервом для снижения прихватаопасности и повышения эффективности бурения горизонтальных участков наклонно-направленных скважин. ●

ТАБЛИЦА 2. Сравнительные данные применения КНБК на скважинах в аналогичных геолого-технических условиях с применением осциллятора-турбулизатора и без него

Площадь	Интервал применения, м	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч	КНБК
Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
Шереметьевское месторождение	305–800	495	30,8	PDC 215,9БТ7716SMA-013 (новое) + Осциллятор + ДР-172 №4436 (новое) + центратор 212 + 75м УБТ (178) + 18 м (ЛБТ) + 6/и
Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
Шереметьевское месторождение	685–921	236	21,6	215,9 БТ 616SMA-009 №0010213 (новое) + калибратор 213 + ДР-195 №1295 (новое) + центратор 212 + 75 м УБТ + 6/и
Шереметьевское месторождение	328–650	322	21	PDC 215,9 БТ7716MR № 0011113 (новое) + ДР172 № 517 (новое) + центратор 212 + 75м УБТ + 6/и
Шереметьевское месторождение	495–712	217	24	PDC 215,9 БТ7616МА-609 № 0011113 (новое) + ДРУ172 № 3375 (50/110ч) + центратор 212 + 75 м УБТ (178) + 6/и (114)
Среднее значение (оценочное)		259	22	

Литература

- Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. 2012. № 5. С. 62–68.
- Хузина Л.Б., Любимова С.В. Технико-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 194–203.
- Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Хузина Л.Б., Сулейманов Р.И. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 244 с.
- Габдрахимов М.С., Хузина Л.Б. Наддолотные многоступенчатые виброусилители. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 148 с.
- Л.Б.Хузина, С.В.Любимова. Технико-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – 2012. URL.:http://www.ogbu.ru/authors/LyubimovaSV/LyubimovaSV_1.pdf
- Любимова С.В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путём снижения прихватаопасности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Науч.-произв. фирма «Геофизика». Уфа, 2012. – 137с.
- Патент 96160 Россия МПК E21B7/00. Скважинный осциллятор / Любимова С.В., Хузина Л.Б., Набуллин Р.Б. // ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». – №2008139867/22; заявлено 07.10.2008; опубл. 20.07.2010; Бюл. №20.
- Патент 131792 Россия МПК E21B7/00, E21B28/00, E21B21/10. Турбулизатор-осциллятор / Хузина Л.Б., Фахрутдинов Ш.Х., Еромасов А.В., Хузин Б.А. // ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». – №2013114506/03; заявлено 01.04.2013; опубл.27.08.2013; Бюл. №24.
- Патент RU №127805 E21 B17/10. Скользящий центратор/ Хузина Л.Б., Шафигуллин Р.И., Фазлыева Р.И., Теляшева Э.А. // ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». – №2012154144/03; заявлено 13.12.2012; опубл. 10.05.2013; Бюл. №13.
- Патент RU №126748 E21 B7/08. КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А. // ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт». – № 2012146106/03; заявлено 29.10.2012; опубл. 10.04.2013; Бюл. №10.

KEY WORDS: inclined-directional wells, horizontal wells, privatepernos, friction force, mechanical method.

ГЕОНАВИГАЦИЯ В УСЛОВИЯХ НЕЗАКАРТИРОВАННЫХ РАЗЛОМОВ на месторождении им. В. Виноградова АО «РИТЭК»

Ахмадуллин Марат Эдгарович,
специалист 1-й категории
отдела инновационных
технологий АО «РИТЭК»

Волков Дмитрий Алексеевич,
ведущий специалист отдела
инновационных технологий
АО «РИТЭК»

Карандей Алексей Леонидович,
начальник управления
по геологии и разработке
месторождений
АО «РИТЭК»

Орлов Александр Юрьевич,
ведущий геофизик
Baker Hughes

Тимочкин Сергей Николаевич,
Заместитель директора
ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»
по разработке
месторождений

Яночкин Станислав Владимирович,
Начальник управления
техники и технологии
добычи нефти и газа,
повышения нефтеотдачи
пластов филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОНАВИГАЦИИ С ОГРАНИЧЕННЫМ НАБОРОМ КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ И В УСЛОВИЯХ ОБНАРУЖЕНИЯ НЕЗАКАРТИРОВАННЫХ РАЗЛОМОВ ПО ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА СКВАЖИНЫ. ОГРАНИЧЕННЫЙ КОМПЛЕКС КАРОТАЖНЫХ КРИВЫХ СОСТОЯЛ ИЗ ГАММА-КАРОТАЖА, КРИВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯ, ПЛОТНОСТНОГО И НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА. ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ ТАКЖЕ ДАННЫЕ ШЛАМОГРАММЫ. НЕЗАКАРТИРОВАННЫЕ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИКИ СДВИГОВЫЕ ФОРМЫ ИМЕЛИ РАЗНУЮ АМПЛИТУДУ И НАПРАВЛЕНИЕ СМЕЩЕНИЯ, ПРЕДСКАЗАТЬ КОТОРЫЕ НЕ ПРЕДСТАВЛЯЛОСЬ ВОЗМОЖНЫМ. ПОЛУЧЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ И ОПЫТ БУРЕНИЯ БЫЛИ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. В. ВИНОГРАДОВА АО «РИТЭК» (ХМАО-ЮГРА)

EXAMPLES OF GEOSTEERING APPLICATION USING A LIMITED SET OF LOGGING DATA WHILE DRILLING AND UNDER CONDITIONS OF DETECTING UNMAPPED FAULTS ALONG THE DRILLING TRAJECTORY OF HORIZONTAL WELL PART. THE LIMITED SET OF WELL LOGGING CURVES CONSISTED OF GAMMA LOGS, RESISTIVITY CURVES, DENSITY AND NEUTRON LOGGING. WE HAVE ALSO USED DATA OF SLUDGE DIAGRAM. UNMAPPED SHEAR MODES AS PER THE SEISMIC SURVEY HAD DIFFERENT AMPLITUDE AND BIAS DIRECTION BEING IMPOSSIBLE TO PREDICT. THE INFORMATION AND EXPERIENCE OF DRILLING WERE USED TO DECIDE ON CHANGING THE WELL TRAJECTORY AT THE V. VINOGRADOV FIELD OF THE RITEK JSC (KHAMAO-UGRA)

Ключевые слова: геонавигация, сложные горно-геологические условия, месторождение им. Виноградова, горизонтальная скважина, совершенствование бурения.

Для геонавигации использовался набор каротажных данных: гамма-каротаж, электрическое сопротивление (не азимутальное), нейтронный и плотностной каротаж, скорость бурения. Основанием для определения разломов послужили данные 2Д сейсмики, которая применяется на этапе поисково-разведочных работ и обладает невысокой разрешающей способностью,

недостаточной для целей эксплуатационного этапа бурения (навигация, моделирование и т.д.).

Заканчивание скважин происходит, как правило, с применением многостадийного ГРП, что позволяет включить в работу все пересекаемые и близкорасположенные коллекторы, а также разные блоки

РЕКЛАМА

из тектонических нарушений, пересеченных горизонтальной скважиной.

Горизонтальные секции скважин на месторождении им. В. Виноградова были пробурены с использованием приборов каротажа в процессе бурения: OnTrak, LithoTrak, модуль телеметрии ВСРМ, роторная управляемая система AutoTrak GT. Для геологического сопровождения скважины использовался набор данных, поступавших в режиме реального времени по системе WellLink:

- гамма-каротаж (прибор OnTrak),
- сопротивление (прибор OnTrak),
- плотностной каротаж ГГКп (прибор LithoTrak),
- нейтронный каротаж ННКт (прибор LithoTrak).

Эти данные позволили провести оценку литологии и фильтрационно-ёмкостных свойств пласта и выполнить корреляцию с опорной скважиной.

Для предварительного моделирования горизонтальных секции и анализа неопределенностей использовались структурная карта по кровле пласта и данные по опорным скважинам.

На рис. 1 представлен типичный разрез пласта АС3, коллекторы которого являются целью бурения горизонтальной скважины. Пласт представлен переслаиванием глин, алевролитов, коллекторов и плотных пород. Целевой кровельный коллектор, как правило, мощный, располагается в верхней части пласта. В средней части пласта расположен плотный прослой мощностью 1.5 м. Ниже следует песчано-алевролитистое переслаивание, которое может включать песчаный коллектор и алевролит, меняющиеся местами от скважины к скважине, или появление коллектора в алевролите. Плотный пропласток между двумя коллекторами может послужить вспомогательным репером для дальнейшей навигации при отсутствии азимутального сопротивления. При горизонтальном бурении разные зонды сопротивления имеют различную глубину исследования и при приближении к плотному пропластку сопротивление дальнего зонда будет расти в отличие от сопротивления зондов среднего и ближнего радиуса исследования.

По мере приближения к плотному пропластку начинают реагировать средний и ближний зонды сопротивления, что при субгоризонтальном залегании пласта или при залегании с небольшим известным углом позволяет вести скважину в коллекторе около плотняка. На месторождении им. В. Виноградова коллектор возле плотного пропластка зачастую обладает наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Бурение осуществляется по профилю скважины. Углы падения и простирания пласта определяются по структурной карте. Основные трудности могут вызвать разломы, не отображенные по сейсмическим исследованиям и не дающие представление о движении блоков.

На рис. 2 представлен пример моделирования бурения горизонтальной скважины. По профилю бурения скважина пересекает верхний коллектор, плотняк и нижний коллектор.

РИС. 1. Стратиграфический разрез пласта АС3

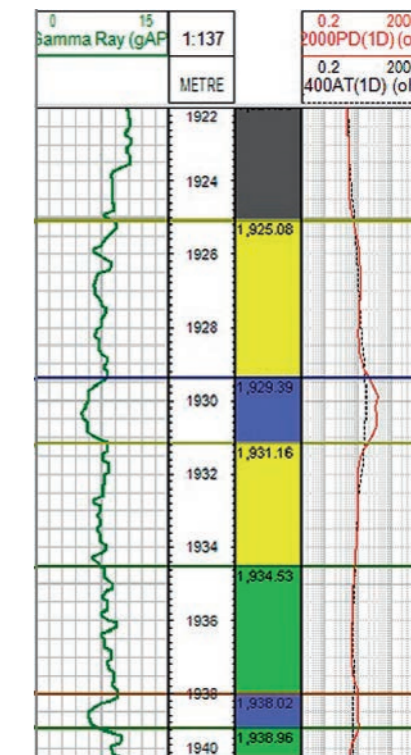


РИС. 2. Графическая интерпретация модели бурения горизонтального участка скважины

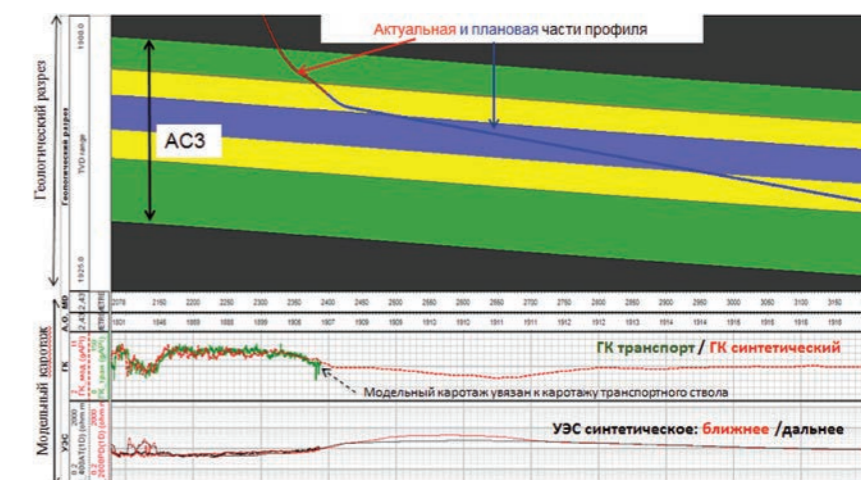


РИС. 3. Результаты бурения горизонтального участка скважины

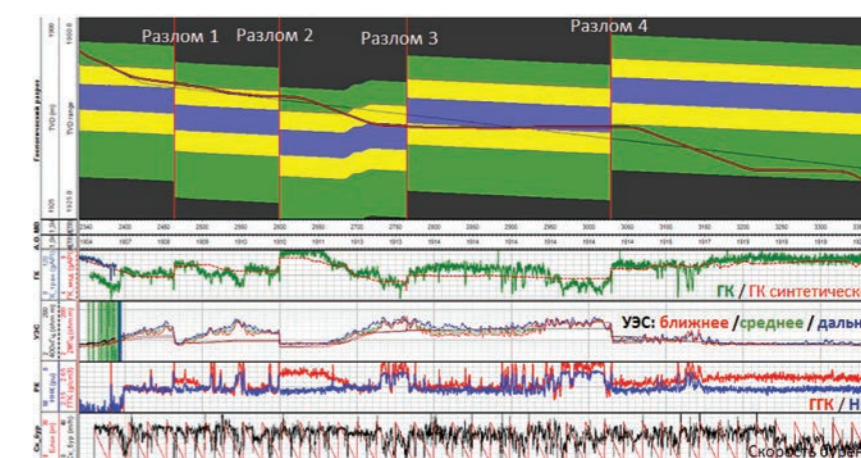
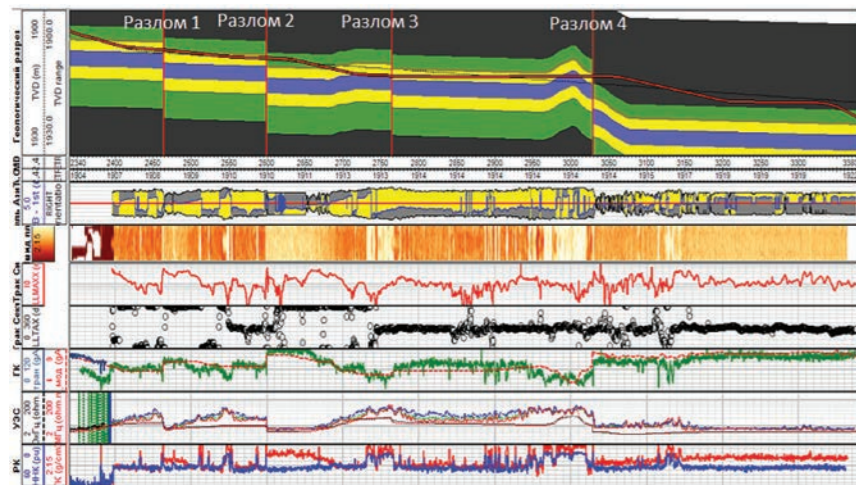


РИС. 4. Модель пласта после получения дополнительной информации



При проектировании скважины разломные нарушения не были определены, но в процессе бурения они были встречены.

На рис. 3 представлены результаты бурения горизонтальной скважины. После каждого разлома синтетические кривые геокаротажа и сопротивления подбирались таким образом, чтобы максимально соответствовать положению в пространстве и схожести с реальными кривыми каротажа. Было встречено 4 разлома, однако положение последнего блока не было определено достаточно точно. Для планирования заканчивания скважины была произведена перепись зонда AziTrak (определение расстояния до границ

пласта), после чего геологическая структура была перестроена с учетом новых данных (рис. 4). На 3-м разломе по показаниям зондов нет высоко-амплитудного смещения. На 4-м разломе продолжается сигнал снизу. После получения дополнительной информации модель была перестроена.

На рис. 5 представлены горизонтальные скважины № 576 и № 5762 (куст №13), пробуренные параллельно друг другу. После бурения скважины № 576 не было получено достаточной информации о положении последнего блока после разлома. Было сделано предположение о том, что блок сдвинулся вниз и произошел разлом

типа «сброс». После бурения снижение по абсолютной отметке составило 14 м, однако коллектор встречен не был. Во время бурения скважины № 5762 после второго разлома ствол скважины попал в подошвенный алевроитовый пропласток, что помогло составить представление о геологии на этом участке. Кроме этого, возможно, был встречен еще один разлом малой амплитуды смещения.

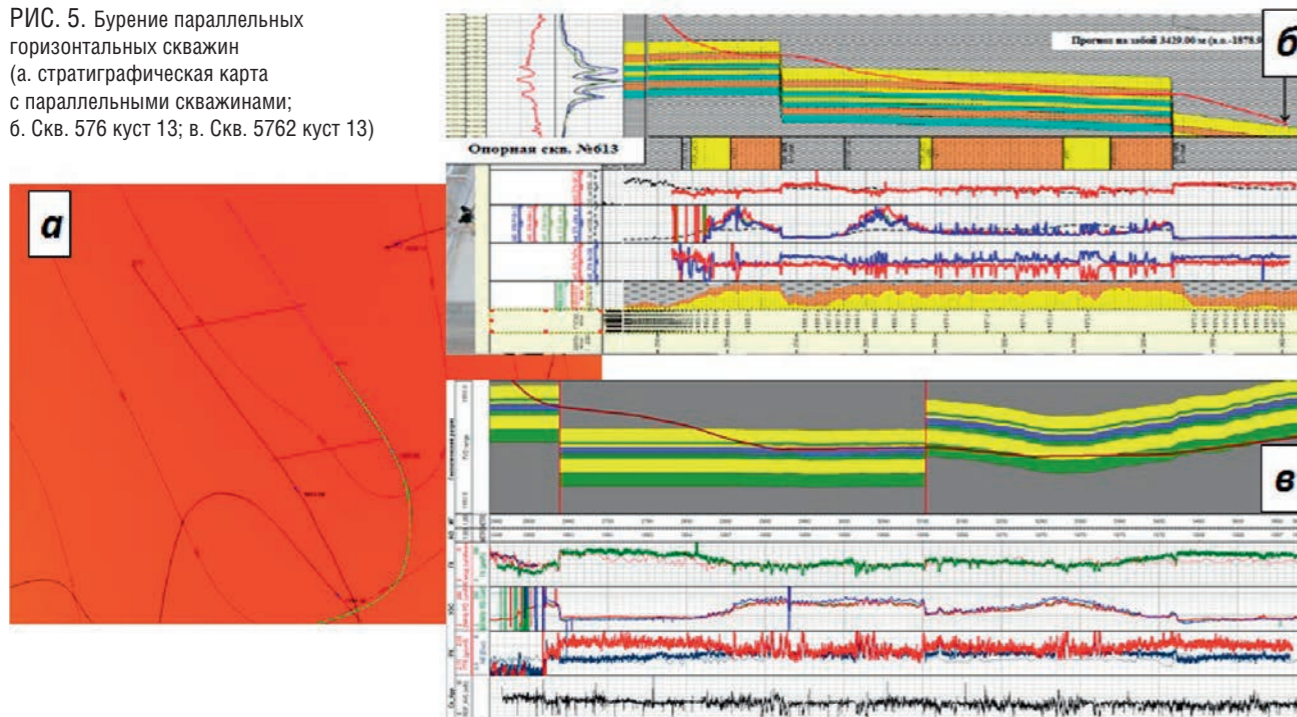
Всего на месторождении им. В. Виноградова было пробурено около 30 скважин с геонавигацией. Бурение было осложнено наличием разломов, которые не были определены по данным сейсмике ввиду ее невысокой разрешающей способности, недостаточной для целей эксплуатационного этапа бурения. Опыт АО «РИТЭК» и Baker Hughes показывает способы улучшения проводки скважины в коллекторе и избегания осложнений при бурении. В свою очередь, данные бурения помогают уточнить геологию месторождения и получить информацию для проектирования новых скважин. ●

Литература

1. Петрофизика. Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М., Кожевников Д.А., Недра, Москва, 1991 г.
2. Petrophysics, Dr. Paul W.J. Glover, MSc Petroleum Geology, 2000.

KEY WORDS: *geonavigation, complicated geological conditions, Deposit. Vinogradova, horizontal wells, improving drilling.*

РИС. 5. Бурение параллельных горизонтальных скважин (а. стратиграфическая карта с параллельными скважинами; б. Скв. 576 куст 13; в. Скв. 5762 куст 13)



Для жизни и активного отдыха...

- Аренда коттеджей в элитном поселке
- Дома полностью готовы и меблированы
- 26 км от МКАД по Дмитровскому шоссе
- Озеро, лес, горнолыжный склон, рыбалка
- Ресторан, супермаркет, детский сад

УДОБНО • ТИХО • БЕЗОПАСНО • ИДЕАЛЬНО ДЛЯ ДЕТЕЙ!



(495) 780 32 04
www.spaskamenka.ru

КРЕПЛЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕВЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ СЕГОДНЯ ЯВЛЯЕТСЯ АЧИМОВСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС. ВОЗРОС ИНТЕРЕС И К ЮРСКИМ ОТЛОЖЕНИЯМ, В ЧАСТНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ, АККУМУЛИРУЮЩЕЙ В СЕБЕ ПО НЕКОТОРЫМ СВЕДЕНИЯМ ДО 8 ТРЛН М³ ГАЗА И 174 МЛРД ТОНН НЕФТИ, ГЛУБИНА ЗАЛЕГАНИЯ КОТОРЫХ БОЛЕЕ 3000 М. РОСТ ОБЪЕМОВ ГЛУБИННОГО БУРЕНИЯ ПРИВОДИТ К НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР, ДАВЛЕНИЙ И ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ЗАБОЙ И СТВОЛ СКВАЖИН. ЧТО СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ УЧЕНЫЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТОГО ВОПРОСА?

ONE OF THE MOST PROMISING TARGETS FOR EXPLORATION IN THE NORTH OF THE TYUMEN REGION TODAY IS THE ACHIMOV OIL-AND-GAS BEARING COMPLEX. ALSO, THE INTEREST IN THE JURASSIC SEDIMENTS INCREASED, IN PARTICULAR, THE BAZHENOV GROUP WITH THE DEPTH OF 3,000 M ACCUMULATING UP TO 8-TRILLION M³ OF GAS AND 174-BILLION TONS OF OIL ACCORDING TO SOME REPORTS. THE GROWTH OF DEEP DRILLING RESULTS IN THE NEED FOR NEW HARDWARE AND MATERIALS TO ENSURE A LONG TROUBLE-FREE OPERATION OF WELLS AT HIGH TEMPERATURES, PRESSURES AND HYDROMECHANICAL LOAD APPLIED TO THE BOTTOM-HOLE AND WELL BORE. WHAT DO THE SCIENTISTS NOW OFFER TO ADDRESS THIS ISSUE?

Ключевые слова: ачимовский нефтегазоносный комплекс, баженовская свита, цементно-шлаковый композит, крепление скважины.

Овчинников В.П.,
доктор техн. наук, профессор,
зав.каф. Геотехники
Тюменский государственный
архитектурно-строительный
университет

Аксенова Н.А.,
к.т.н., доцент
каф. Нефтегазовое дело
Тюменский государственный
нефтегазовый университет

Рожкова О.В.,
ассистент каф. Бурение
нефтяных и газовых скважин
Тюменский государственный
нефтегазовый университет

Высокие термобарические условия обуславливают ряд требований к ее крепи (цементному камню): повышенная термоустойчивость, высокая прочность, отсутствие усадочных деформаций, низкая проницаемость при одновременно низкой стоимости тампонажных материалов.

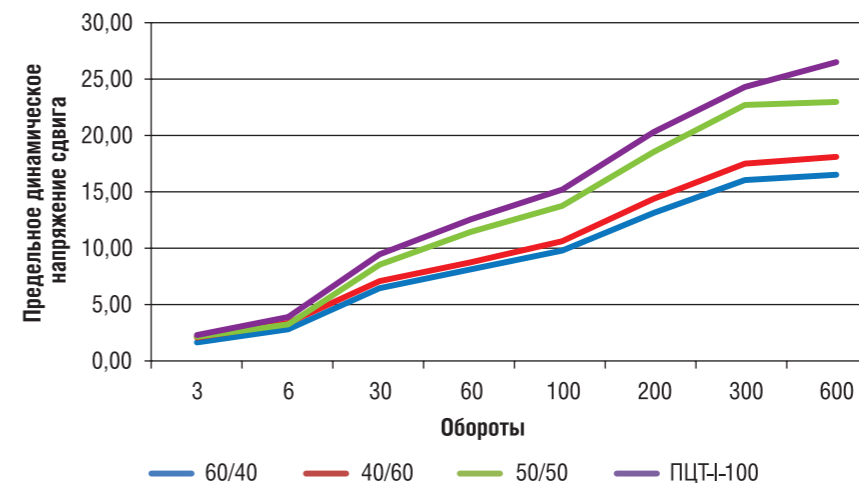
Одним из решений проблемы создания термоустойчивого тампонажного материала и обеспечения цементирования обсадных колонн большой глубины в одну ступень является использование микросфер [1]. Использование алюмосиликатных, борсиликатных, микросфер позволяет получить облегченный тампонажный раствор, кроме того, наличие силикатов

обеспечивает их участие в реакциях гидратации минералов портландцементного клинкера и снижения основности продуктов твердения, а следовательно, и повышения термоустойчивости формирующегося цементного камня. Однако в условиях высоких давлений, на больших глубинах, происходит схлопывание (разрушение) микросфер, что не позволяет значительно снижать плотность тампонажного раствора.

Так, при давлении в скважине от 10 до 40 МПа происходит разрушение и осаждение от 30 до 60% микросфер. При этом часть микросфер схлопывается с разрушением частиц, другая часть образует микротрещины

УДК 622.24

РИСУНОК 1. Реологические свойства тампонажных растворов



на поверхности, через которые происходит заполнение микросфер жидкостью. С ростом давления сначала разрушаются крупные микросферы, затем среднего размера и так далее. В результате происходит уменьшение объема тампонажного раствора. Как следствие, возникают аварийные ситуации: недоподъем цементного раствора до устья скважины, усадка цементного камня, образование трещин и пустот, что приводит к опасному явлению – заколонным перетокам [2].

Также для крепления глубоких и сверхглубоких скважин широко используется кварцевый песок. Материал, хотя и характеризуется высокой реакционной способностью с продуктами гидратации портландцемента, однако ему присущи такие недостатки, как повышенная водоотдача, водоотделение и усадочные деформации тампонажного раствора. Высокие фильтрационные свойства раствора способствуют формированию проницаемого цементного камня, а усадка – возникновению негерметичности крепи в системе горная порода – цементный камень – обсадная колонна, что и является причиной заколонных перетоков и нефтегазоводо-проявлений.

Для придания высоких эксплуатационных характеристик цементному камню в условиях высоких температур и давлений в скважине предлагается использовать доменный шлак.

Например, замещение в тампонажном растворе части портландцемента доменным

шлаком от 40 до 60% обеспечивает водонепроницаемость, отсутствие деформации цементного камня, а также способствует повышению сульфатостойкости и долговечности в условиях действия агрессивных сред, в том числе при высоких температурах и давлениях.

Характеристики доменного шлака, позволяющие рекомендовать его для использования в составе тампонажных композиций, используемых для креплений высокотемпературных скважин, следующие:

- наличие стекловидной фазы, что приводит к уменьшению водопотребления тампонажной смеси, а в условиях повышенных температур увеличивает прочностные характеристики, формирующегося цементного камня;
- высокая дисперсность позволяет кольматировать поры цементного

камня, способствующим улучшению структуры снижению фильтрационных свойств;

- замещение части портландцемента молотым шлаком способствует термостойкости цементного камня.
- низкая водопотребность шлаков обуславливает высокую седиментационную устойчивость тампонажных растворов и их низкую водоотдачу.

Изложенное подтверждается результатами экспериментальных исследований, в частности при исследований свойств смесей ПЦТ-I-100 и доменного шлака (ООО «МечелМатериалы») в различных соотношениях: 100/0 (в качестве калибровочного раствора), 60/40, 50/50, 40/60, с водоцементным отношением 0,55.

На рисунке 1 представлены реологические параметры растворов, в зависимости от составов твердых смесей.

Бездобавочный тампонажный раствор, имеющий в своем составе только портландцемент, показал по результатам эксперимента, более высокие реологические характеристики, по сравнению с раствором с добавлением доменного шлака.

Низкие значения реологических параметров позволяют создавать турбулентный режим его течения за колонной, приводящий к более полному вытеснению бурового раствора и созданию монолитного цементного кольца и положительно влиять на работу насосов (рисунок 2).

РИСУНОК 2. Предельное статическое напряжение сдвига

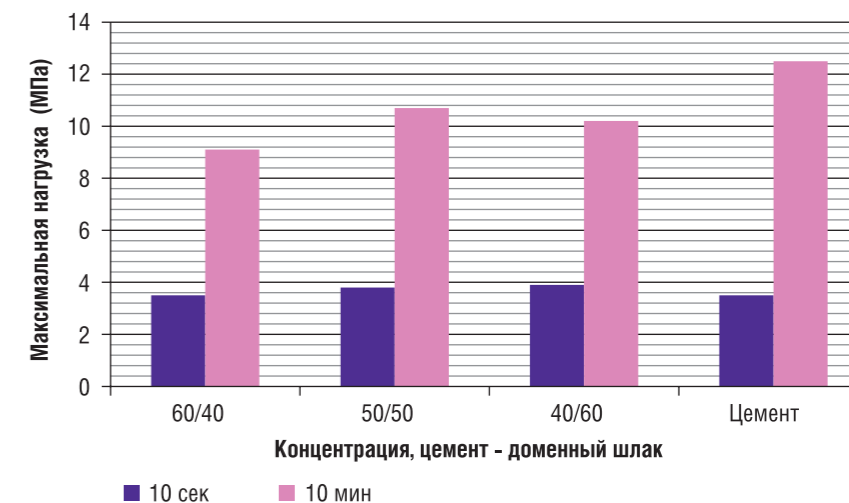


ТАБЛИЦА 2. Прочность цементного камня на сжатие и на изгиб

Прочность на изгиб цементного камня				
Пропорции: ПЦТ-I-100 – доменный шлак	100/0	60/40	50/50	40/60
Максимальное напряжение (МПа)	4,97	8,648	7,45	8,091
Прочность на сжатие цементного камня				
Пропорции: ПЦТ-I-100 – доменный шлак	100/0	60/40	50/50	40/60
Максимальная нагрузка (МПа)	27,764	44,506	45,205	45,537

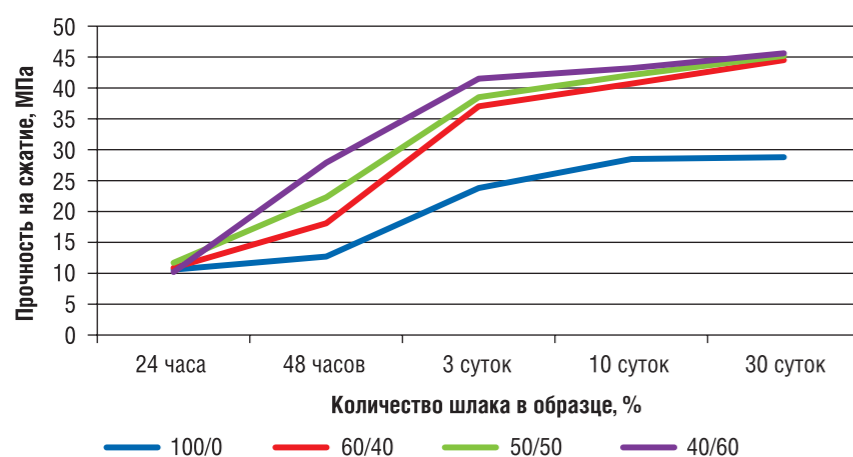
РИСУНОК 3. Прочность цементного камня на изгиб



РИСУНОК 4. Прочность цементного камня на сжатие



РИСУНОК 5. Изменение прочности на сжатие цементного камня, сформированного при различных соотношениях шлак/ПЦТ и температуре 100 оС в возрасте 24 часа, 2,3, 10, 30 суток нахождения в водяной бане



Механические свойства образцов затвердевшего камня при температуре 100°С в возрасте 30 суток представлены в таблице 2.

Для наглядности ниже представлены гистограммы, которые показывают, что добавление доменного шлака положительно сказывается на прочности цементного камня.

По данным рисунков 3, 4 можно сделать вывод, что с добавлением доменного шлака в тампонажный раствор, при повышенной температуре цементный камень становится существенно прочнее, так же замещение цемента доменным шлаком обеспечивает водонепроницаемость, низкую деформацию цементного камня, а также способствует сульфатостойкости, повышению долговечности в условиях действия агрессивных сред [5].

Ниже на рисунке 5 представлена данные изменения прочности на сжатие цементного камня, сформированного при различных соотношениях шлак/ПЦТ и температуре 100°С в возрасте 24 часа, 2, 3, 10, 30 суток нахождения в водяной бане.

На рисунке 6 видно, что цементный камень, сформированный из чистого тампонажного портландцемента, образует

РИСУНОК 6. Скол цементного камня с добавлением доменного шлака (слева направо составы ПЦТ/шлак 60/40, 50/50, 100/0) после 30 суток нахождения в водяной бане при температуре 100°С



ТАБЛИЦА 3. Сравнительный анализ тампонажного раствора с различными добавками

Состав тампонажного раствора	Плотность, г/см³	Растекаемость, D, мм	Водоотделение, мл	Прочность на сжатие в возрасте 1 сут, при t-75°С не менее МПа	Прочность при изгибе в возрасте 1 сут, при t-75°С не менее МПа
Цемент + кварцевый песок + добавки	1,95	240	8,7	14,7	5,35
Цемент+алюмосиликатные микросферы+ГК А+гипс (60 + 20 + 10 + 10)	1,4	220	–	–	5,22
Цемент тампонажный+доменный шлак (50 + 50)	1,75	230	3,2	52,3	7,45
Тампонажный цемент ПЦТ I-100	1,85	200	4,7	–	3,5

ТАБЛИЦА 4. Сопоставление стоимости сухих смесей для приготовления тампонажного раствора с различными добавками

Материал	Стоимость добавки (руб/т)	Количество добавки (ПЦТ-добавка-прочее), %	Общая стоимость сухой смеси, руб/т
Кварцевый песок	2500	60-30-10	3500
Алюмосиликатные микросферы	39500	60-20-20	11500
Доменный шлак	1800	50-50	2900
ПЦТ 1-100	4000	100	4000

пористую, неоднородную структуру, что и обуславливает низкую прочность камня. Образцы с добавлением доменного шлака имеют значительно меньше пор, что подтверждается их повышенной прочностью.

В таблице 3 представлены сведения о результатах исследований рассмотренных типов тампонажных композиций, согласно ГОСТ, а в таблице 4 приведена ориентировочная их стоимость.

Можно отметить, что доменный шлак придает положительные характеристики цементному камню, с точки зрения экономии стоимость композиций портландцемента с доменным шлаком существенно ниже, чем с кварцевым песком и алюмосиликатными микросферами.

Из представленных результатов можно сделать выводы, что уже после трех суток нахождения в водной среде, при температуре 100°С, цементный камень, сформированный из портландцемента и шлака в соотношении от 40:60 до 60:40, приобретает стабильную прочность, которая не изменяется и через 30 суток. Камень, сформированный из чистого портландцемента имеет меньшую прочность.

Таким образом, результаты лабораторных исследований термостойкого тампонажного материала с добавкой доменного шлака позволяет считать:

- возможность использования данного типа тампонажных составов с пропорциями ПЦТ-I-100 – доменный шлак 60/40, 50/50, 40/60 для цементирования глубоких скважин с высокой температурой.
- тампонажный раствор стабилен, седиментационно устойчив, обеспечивает формирование цементного камня высокой прочности и низкой проницаемости в условиях высоких температур (80–120°С).

Введение в тампонажные растворы гранулированного доменного шлака позволит в условиях высоких температур обеспечить герметичность и долговечность сооружаемого объекта – крепи скважины. ●

Литература

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня. – учебн. пособие для вузов. – Тюмень Изд-во «Нефтегазовый университет». 2011. – 331 с.
2. Аксенова Н.А., Рожкова О.В., Федоровская В.А. К вопросу крепления высокотемпературных скважин. //Геология и нефтегазосность Западно-Сибирского мегабассейна (опы, инновации): материалы девятой научно-технической конференции. – Т.1 :ТюмГГУ, 2014 – 44 – 49 стр.
3. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. М.: «Недра», 1987. 190 с.
4. Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Умралиев Б.Т. Применение дезинтеграторной технологии при получении порошкообразных материалов для строительства скважин. СПб.:ООО «Недра». 2007. 464 с.
5. Овчинников В.П., Лузан М.В., Пархомчук О.В., Рожкова О.В., Федоровская В.А., Аксенова Н.А. Результаты исследования влияния шлака на термостойкость цементного камня// Бурение и нефть. – 10. 2015 – 14 – 16 стр.

KEY WORDS: oil and gas complex Achimov, Bazhenov formation, cement-slag composite, mount wells.



Энергоэффективные технологии BERTSCH

СЕГОДНЯ РЕШЕНИЮ ВОПРОСОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОСВЯЩЕНЫ НЕ ТОЛЬКО ПРОЕКТЫ ОТДЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ, НО И ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПЛАНЫ СООТВЕТСТВУЮЩИХ МИНИСТЕРСТВ И ВЕДОМСТВ. В ОСНОВЕ ЭТИХ ПРОГРАММ ЛЕЖИТ СОВРЕМЕННЫЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ РАЗРАБОТКИ, БЕЗ КОТОРЫХ НЕВОЗМОЖНО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКОМУ РЫНКУ ИНОСТРАННЫЕ КОМПАНИИ?

TODAY, THE SOLUTION OF ENERGY EFFICIENCY QUESTIONS IS FOCUSED NOT ONLY ON THE PROJECTS OF THE SEPARATE COMPANIES, BUT ALSO ON THE LONG-TERM PLANS OF THE RESPECTIVE MINISTRIES AND DEPARTMENTS. MODERN HIGH-TECH DEVELOPMENTS, WHICH ARE ESSENTIAL FOR ENERGY EFFICIENCY, LIE AT THE ROOT OF THESE PROGRAMS. WHAT TECHNOLOGIES AIMED AT EFFICIENCY INCREASE OF THE EXISTING CONVENTIONAL ENERGY SOURCES DO FOREIGN COMPANIES OFFER FOR THE RUSSIAN MARKET?

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосберегающие технологии, теплостанции, когенерация, электроэнергия, установки-утилизаторы, теплообменники.



Инж. Хуберт Берч,
Президент группы компаний
BERTSCH

«Современность
черпает свою силу
в традиции»

Цитата
от инж. Хуберта
Берча

Группа компаний BERTSCH, с момента ее основания в 1925 году, является семейным предприятием. Сегодня его возглавляет представитель уже третьего поколения династии – инж. Хуберт Берч, единственный владелец BERTSCH Holding GmbH и стопроцентный собственник группы компаний BERTSCH.

Важнейшими энергетическими ресурсами России являются нефть и природный газ, треть мировых резервов которого сконцентрировано именно на территории Российской Федерации. По запасам нефти Россия занимает шестое место в мире. Кроме того, страна обладает огромным количеством биомассы.

BERTSCH является мировым лидером в сфере строительства теплостанций, поставок котельной и энергетической техники, оборудования для пищевой промышленности, а также работает в области альтернативных источников энергии

Само собой разумеется, что Россия располагает хорошо развитой инфраструктурой в области добычи нефти и газа, их транспортировки и переработки, а также собственным инжинирингом и промышленностью для производства установок на каждой стадии технологической цепи. Находясь под мощнейшим ценовым давлением на

мировом рынке особое значение приобретает качество добываемых энергоносителей, а также эффективность их переработки и использования в экономике страны. Таким образом, наличие больших запасов собственных газа и нефти не гарантирует лидерства в сфере энергоэффективности. Как показывает график, у страны есть существенный резерв для наверстывания упущенного.

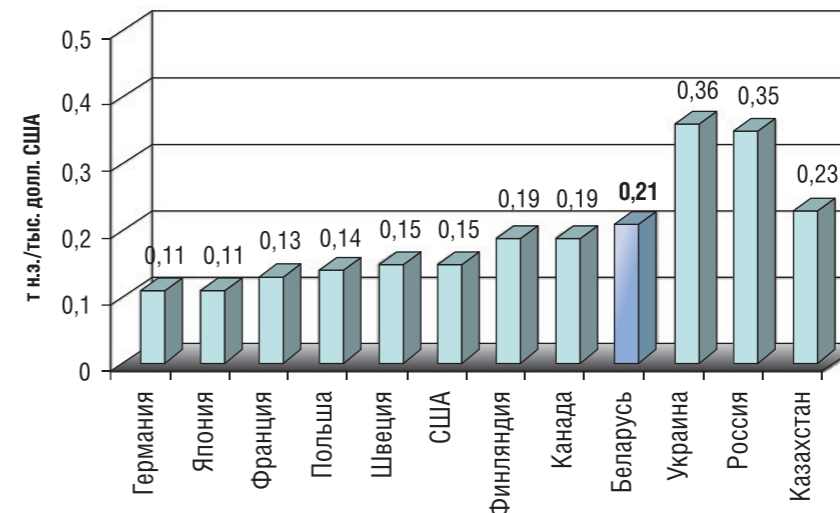
Разумеется, в России имеется большой потенциал для энергосбережения и быстрого наращивания энергоэффективности. Решению этой задачи посвящаются все кратко- и долгосрочные государственные программы министерства энергетики и частные

инвестиционные проекты, газового и нефтехимических концернов и профильных групп компаний. В основе этих программ заложено использование ноу-хау в сфере переработки газа и нефти, технологического переоснащения и когенерации.

Для достижения таких амбициозных целей необходимы

РЕКЛАМА

РИС. 1. Показатели энергоёмкости ВВП 2013 года в мире (в ценах 2005 года по ППС) по данным МЭА (Key World Energy Statistics 2014)



технологии новейшего поколения. Это и есть точка пересечения, где возможно налаживание взаимовыгодного сотрудничества с ГК BERTSCH.

Учитывая 90-летний опыт развития новейших технологий в сфере производства тепла и пара из утилизируемых технологических газов, а также изготовления оборудования для нефтегазо-перерабатывающей

промышленности дочерней компанией BERTSCHenergy, мы убеждены в успехе сотрудничества и кооперации с Российскими партнерами при реализации планируемых проектов в области когенерации и переработки углеводородного сырья.

На благо Заказчиков предприятия трудится более 450 человек по всему миру. Компания располагает всеми техническими

возможностями и готова предложить высокотехнологичные индивидуальные решения с наивысшей степенью эффективности по каждому проекту.

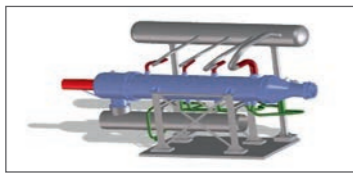
На протяжении вот уже более 90 лет мы решаем самые трудные технологические проблемы заказчиков с помощью наших систем утилизации тепла и аппаратов для химической и нефтехимической промышленности. Речь идет о проектировании и производстве технологических котельных установок и производстве теплообменников, реакторов, колонн, напорных трубопроводов с потоком технологического газа до 400.000 Нм³/ч, параметрами пара до 165 т/ч, давлением до 150 бар и температурой до 650°C. Вес отдельных компонентов может составлять до 120 тонн, длина до 50 м и диаметр до 4,5 м.

Основная компетенция BERTSCHenergy заключается в комбинировании собственного инжиниринга и производства в таких областях как:

- Проектирование и изготовление систем рекуперации тепла при производстве синтез-газа (включая тепло-техническое проектирование).

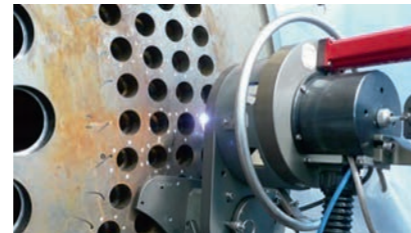


» BERTSCHenergy системы утилизации тепла в технологических процессах – параметры:	
» конструкция – массовый поток газов одной линии утилизации	от 20.000 до 500.000 т²Н/ч
» допустимые рабочие давления – в зависимости от применения	от 10 до 150 Бар
» допустимая рабочая температура – перегретый пар, газовые смеси, воздух и др.	до 650°C
» допустимая рабочая температура – со стороны выхлопных газов	до 1300°C



» BERTSCHenergy системы охлаждения технологических газов для газриформеров – параметры:

- » массовый поток технологических газов до 500.000 м³/ч
- » рабочее давление до 150 Бар (вода/пар) до 360 Бар (со стороны газов)
- » температура технологических газов до 1100°C
- » точность регулирования температуры +/-3°C



- Проектирование и производство систем охлаждения технологических газов для производства синтез-газа (включая тепло-техническое проектирование).

Для повышения эффективности существующих традиционных источников энергии мы предлагаем нашим клиентам в России технологии самого высокого уровня. В области газовых теплоэлектростанций это установки прямого сжигания и комбинированные парогазовые установки с мощностью газовой турбины от 5 до 100 МВт (эл.), массовым расходом выхлопных газов 20–260 кг/с параметрами пара – до 250 т/ч, температурой до 560°C и давлением до 150 бар.

Также компания BERTSCHenergy предлагает высокотехнологичные, твердотопливные теплотанции и установки для производства электрической и тепловой энергии из биомассы и других видов топлива с подвижной колосниковой решеткой или для сжигания в кипящем слое со следующими параметрами: пар от 15 до 80 т/ч, давление 40–130 бар и температура 400–520°C.

Мощное производственное направление BERTSCHenergy – это утилизационные установки и котлы-утилизаторы для регенерации тепла после сжигающих промышленных установок с количеством дымовых газов до 350.000 Нм³/ч и параметрами пара до 150 т/ч, температурой до 540°C и 120 бар. Только за последние 10 лет компанией BERTSCHenergy

разработано и введено в эксплуатацию:

- 21 газотурбинная установка для производства тепла и электроэнергии из природного газа и жидких топлив;
- 19 котлов-утилизаторов для производства пара из неиспользуемого тепла после промышленных процессов (тепло после промышленных установок по сжиганию);
- 35 комплексных системы утилизации тепла и более 2500 аппаратов (теплообменники, реакторы, колонны, трубопроводы высокого давления и др.);
- 22 теплоэлектростанции на твердом топливе с колосниковой решеткой и кипящим слоем для производства тепла и электроэнергии из биомассы и специальных сложных видов топлива.

Компанию BERTSCHenergy особенно отличают качество, опыт и компетентность в таких областях, как:

- комплексное планирование – от разработки концепции планирования энергетического объекта до его сквозного проектирования в формате 3D, от конструкции отдельных деталей до планирования всей установки с дальнейшей поддержкой в рамках эксплуатации;
- собственное производство основных компонентов (котлы, установки-утилизаторы, специальные аппараты и др.);
- мировое лидерство в области технологий и разработок

(всеобъемлющее ноу-хау в котлостроении, технологии сжигания биомассы и генерации электроэнергии, многолетняя кооперация с мировыми лидерами по производству турбин, очистке дымовых газов, разработке и использовании компонентов с низким уровнем износа и др.);

- интенсивные исследования и научно-технологические разработки.

Широкие возможности для конструктивного сотрудничества открываются в области преобразования энергии отработанных газов в тепло- или электроэнергию, а также при строительстве ТЭЦ.

В этом контексте компания BERTSCHenergy ищет потенциальных заказчиков и партнеров для применения оборудования Bertsch при комплектации технологических линий, а также строительстве теплоэлектростанций в рамках реализации инвестиционных проектов в Российской Федерации. ●

KEY WORDS: *energy efficiency, energy-saving technologies, thermal power plants, cogeneration, electric power, installation of HRSGs, heat exchangers.*



Традиция, Качество, Ноу-хау. С 1925 года

Tel.: +375 17 369 54 13
 Fax: +375 17 202 46 92
 Mobil: +375 29 622 68 68
 E-Mail: bertschenergy@bertsch.by
 Web: www.bertsch.at



СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

8 800 100 32 44 • www.ooslk.ru

№ 1*

СРЕДИ ЛИЗИНГОВЫХ КОМПАНИЙ,
 ПОСТАВЛЯЮЩИХ НЕФТЯНОЕ
 И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

РЕКЛАМА

* Согласно исследованию «Лизинг России 2015», проведенному Газманом В.Д., профессором НИУ «Высшая школа экономики» (информационное письмо от 10 марта 2016 г.).

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ ГК «КОРВЕТ» для сверхвязкой нефти

СЕГОДНЯ НА РЫНКЕ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДСТАВЛЕНА ПРОДУКЦИЯ, ОТЛИЧАЮЩАЯСЯ ЦЕНОЙ, ГЕОГРАФИЕЙ И, КОНЕЧНО, КАЧЕСТВОМ. ПОТЕРЯТЬСЯ В ЭТОМ МНОГООБРАЗИИ ПОСТАВЩИКОВ И МАРОК СОВСЕМ НЕ СЛОЖНО. КАК ВЫБРАТЬ НАДЕЖНОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ НАСОСОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ?

TODAY THE MARKET OF PUMP EQUIPMENT ABOUNDS IN PRODUCTS DIFFERING IN PRICE, GEOGRAPHY AND, OF COURSE, IN QUALITY. IT IS QUITE EASY TO GET LOST IN THIS VARIETY OF SUPPLIERS AND BRANDS. HOW TO CHOOSE A RELIABLE MANUFACTURER OF OIL PUMPS?

Ключевые слова: винтовой насос, сверхвязкая нефть, перекачка нефтепродуктов, оседиагональный насос, НПЗ.



Германов Алексей Викторович,
Инженер,
ГК «КОРВЕТ»

Вот уже более 10 лет ГК «КОРВЕТ» успешно проектирует и производит насосы и насосные станции для перекачки нефтепродуктов.

Основной продукцией, выпускаемой группой компаний, являются оседиагональные насосы, способные перекачивать вязкие и загрязненные взвешенными частицами жидкости:

- промышленные сточные воды;
- нефть и нефтепродукты;
- жидкости с высоким содержанием газа.

Такой широкий диапазон работы насосов обеспечивается уникальным профилированием рабочего колеса с винтовыми лопастями как постоянного, так и переменного шага, что дает возможность достичь в них высоких антикавитационных и энергетических качеств.

В активе предприятия тысячи выпущенных насосов разных модификаций, с

производительностью 20...1000 м³/ч и напором 10...90 м.

Функции и области применения установок оседиагональных насосов:

- перекачка нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, НПЗ, вспомогательные работы по перекачке, откачке и зачистке шламовых прудов и резервуаров;
- разогрев и слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн;
- разгрузка нефтеналивных барж;
- ликвидация разливов нефтепродуктов из резервуаров и нефтепроводов;
- откачка нефтепродуктов из заглубленных резервуаров;
- освобождение от перекачиваемого нефтепродукта магистральных нефтепроводов в случае их ремонта или аварийных работ;
- бункеровка топливозаправочных комплексов на морском и речном флоте.

Интеллектуальный потенциал предприятия позволяет постоянно проводить работы по совершенствованию серийно выпускаемой продукции, а также осуществлять разработку насосной техники нового поколения.

ГК «Корвет» в конце 2013 года вывела на рынок насосного оборудования двухвинтовые насосы серии 2ВВ, способные перекачивать жидкости с вязкостью до 3500сСт.

Почему назрела такая необходимость?

Доля вязких и тяжелых нефтей составляет почти четверть общемировых запасов нефти и оценивается более чем в 810 млрд тонн. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России достигают 6–7 млрд тонн.



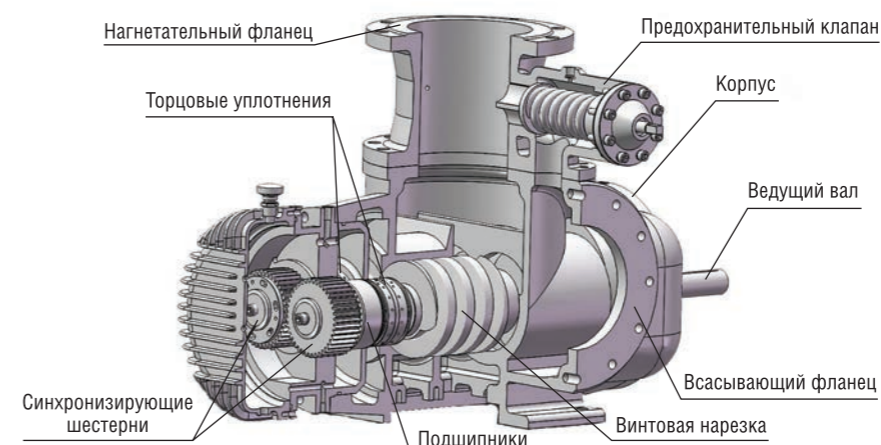
Насосная установка УОДН 300-200-150 с элементами самовсасывания



Стенд для пролива винтовых насосов

РЕКЛАМА

РИС. 1. Схема устройства двухвинтового насоса



71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Вятском Западно-сибирском нефтегазовых регионах. Месторождения тяжелой нефти найдены в Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях и республике Татарстан. Промышленное освоение и переработка этих ресурсов требуют специальных технологий и оборудования.

Вот поэтому, в связи с ростом спроса на агрегаты, способные перекачивать жидкости с большей вязкостью, ГК «Корвет» расширила типы производимых насосов, кроме оседиагональных налажено производство винтовых насосов.

Винтовые насосы по принципу действия относятся к типу объемных, и подача жидкости в них производится вращающимися винтами, находящимися в зацеплении. Перекачиваемая жидкость в корпусе насоса поступательно и при равномерном вращении винтов обеспечивается непрерывная подача ее без завихрений и пенообразования.

Винтовые насосы отличаются надежностью действия, самовсасывающей способностью, бесшумностью в работе и высоким КПД. Допустимое давление подаваемой жидкости определяется прочностью корпуса насоса, работоспособностью винтов и мощностью приводного двигателя.

В течение двух лет инженеры компании рассчитывали гидравлику насосов. В конечном результате были рассчитаны двенадцать типоразмеров корпусов и около шестидесяти типоразмеров винтовых пар, которые можно установить в тот или иной насос в зависимости от требуемых характеристик заказчика.

Каждый двухвинтовой насос подбирается индивидуально. Основными критериями подбора является вязкость жидкости, концентрация и размеры механических примесей, режим работы насоса, а также необходимые заказчику производительность и давление на выходе насоса.

Основные части насоса:

- корпус насоса;
- винтовая пара, состоящая из ведущего и ведомого вала, с установленными на них, при помощи шпоночного соединения, винтовыми нарезками;
- синхронизирующие шестерни, служат для передачи вращения от ведущего вала ведомому, для обеспечения постоянного зазора между винтами. Синхронизирующие шестерни находятся в камере, заполненной маслом;
- предохранительный клапан служит для защиты насоса и приводного двигателя от повреждений в том случае, когда давление в напорной магистрали по каким – либо причинам превышает допустимое;
- торцовые уплотнения, могут быть как одинарные, так и двойные.

Двухвинтовые насосы исторически используются для перекачки вязких жидкостей, но в настоящее время их всё чаще применяют для перекачки многофазных жидкостей. В полевых условиях, на нефтяных месторождениях часто требуется перекачивание воды, нефти и газа, добываемых из скважины. Применение этих насосов значительно уменьшает стоимость оборудования, т.к. перекачка ископаемых жидкостей на нефтеперерабатывающие заводы осуществляется непосредственно

из скважин, исключая процесс сепарирования.

В своей конструкторской работе по проектированию двухвинтовых насосов специалисты ГК «Корвет» используют опыт и разработки ведущих фирм мира, таких как Bornemann, Leistritz и др. Воплотить идеи в жизнь помогает коллектив старейшего предприятия на Южном Урале – «Усть-Катавский вагоностроительный завод им. С.М. Кирова – филиал ФГУП «Государственного космического научно-производственного центра им. М.В. Хруничева».

Так, например, немецкий производитель Bornemann использует в двухвинтовых насосах конструкторское решение по комплектованию проточными частями по принципу сборочных роторов. Наборный ротор позволяет за счет значительного увеличения высоты головки винта значительно уменьшить длину вала.

Чем короче расстояние между подшипниками, тем меньше вероятность деформации валов при высоких нагрузках на насос, так как снижается влияние изгибающего момента на внешнюю поверхность вала. Такая конструкция позволяет осуществить компактное исполнение самого насоса.

Использование передовых конструкторских решений в разработке нового оборудования Группой Компаний «Корвет» помогает создать отечественные насосы, способные заменить лучшие зарубежные аналоги по программе импортозамещения, а по совокупности «цена-качество» имеют преимущества перед зарубежными аналогами.

Продукция ГК «Корвет» соответствует всем современным техническим требованиям, работает с высокой эксплуатационной надежностью и низкими издержками на техобслуживание и энергопотребление. ●

KEY WORDS: screw pump, heavy oil, petroleum products, severally pump, refinery.

Корвет

Группа компаний «Корвет»
Россия, 454138, г. Челябинск,
ул. Чайковского, 3

Тел: +7(351)225-10-55, 8-912-303-10-55

Факс: +7(351)225-10-57

E-mail: sales@oilpump.ru • www.oilpump.ru

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ

Влияние промысловых факторов

ПО МЕРЕ ТОГО, КАК ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ КОЛТЮБИНГА СТАНОВЯТСЯ БОЛЕЕ МАССОВЫМИ, НА ПЕРВЫЙ ПЛАН ВЫХОДЯТ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ (КГТ). В ОПРЕДЕЛЕННОМ СМЫСЛЕ КГТ ЯВЛЯЕТСЯ РАСХОДНЫМ МАТЕРИАЛОМ. ПРЕЖДЕ ВСЕГО, ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО ТЕМ, ЧТО ЕЕ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ ПО СРАВНЕНИЮ С ДОЛГОВЕЧНОСТЬЮ ДРУГИХ ЭЛЕМЕНТОВ КОМПЛЕКСА ОБОРУДОВАНИЯ МНОГОКРАТНО МЕНЬШЕ И СОСТАВЛЯЕТ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ КРС – ДО 1 ГОДА. ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЕЕ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ СОСТАВЛЯЕТ ВРЕМЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ. ОТ ЧЕГО ЗАВИСИТ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ КОЛОНН ГИБКИХ ТРУБ?

AS COILED TUBING ENGINEERING AND TECHNOLOGY ARE BECOMING MORE WIDESPREAD, THE RELIABILITY PROBLEMS OF COILED TUBING ARE COMING TO THE FORE. COILED TUBING IS, IN A CERTAIN SENSE, A CONSUMABLE MATERIAL. THIS IS PRIMARILY DUE TO THE FACT THAT ITS DURABILITY IS MUCH LESS COMPARED TO DURABILITY OF OTHER COMPONENTS OF EQUIPMENT COMPLEX AND IT AMOUNTS UP TO 1 YEAR DURING PERFORMANCE OF WO OPERATIONS. DURING WELL DRILLING ITS DURABILITY IS TIME SPENT FOR WELL DRILLING. WHAT DOES THE COILED TUBING DURABILITY DEPEND ON?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: колтубинг, колонны гибких труб, капитальный ремонт скважин, разрушение труб, промысловые факторы.

Молчанов Александр Георгиевич,
д.т.н., профессор
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

Романенко Светлана Валентиновна,
к.т.н., доцент
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

Певнев Виктор Григорьевич,
к.т.н., доцент
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

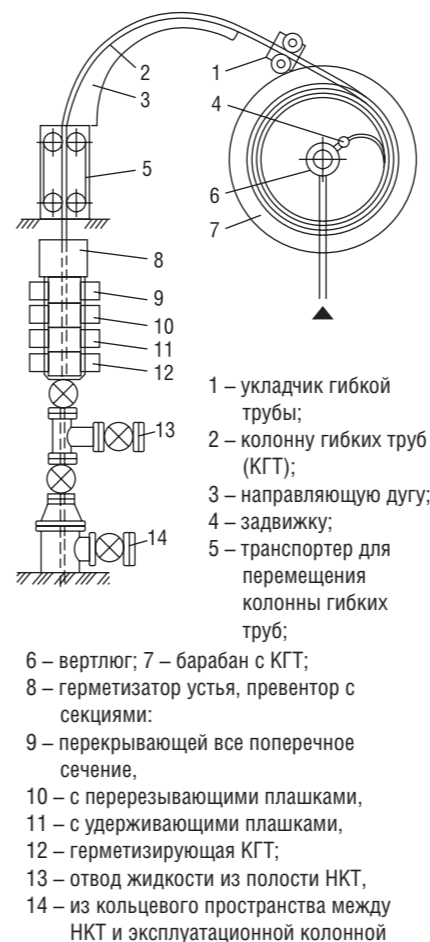
В процессе выполнения ремонта скважин и проведения спускоподъемных операций колонна проходит по тракту агрегата трижды подвергается циклическому деформированию с отнулевым циклом нагружения. Причем, наиболее удаленные от нейтральной линии волокна находятся в условиях пластического деформирования (рис. 1).

Главной проблемой эксплуатации КГТ является даже не низкая долговечность, а сложность прогнозирования момента выхода из строя колонны. Это событие происходит всегда в самый неподходящий момент и чревато созданием аварийной ситуации – фонтанирование, прихват колонны, нарушением технологического процесса.

Обеспечение возможности прогнозировать остаточный и в том числе остаточный ресурс КГТ позволит исключить риски, связанные с их разрушением, более полно использовать ресурс оборудования, и в конечно счете повысить эффективность новой техники и технологий.

УДК 622.323:022.5 (075.8)

РИС. 1. Кинематическая схема тракта прохождения гибкой трубы



Ранее было определено, что основными факторами, влияющими на долговечность, являются:

- величины деформаций, возникающих при прохождении КГТ по тракту агрегата;
- величина внутреннего давления, действующего в трубах во время их перемещения;
- температура металла труб во время их перемещения.

Влияние первых двух факторов в отдельности известны. Так, например, влияние деформаций на долговечность КГТ контролируется заводами-изготовителями. В частности, фирма «Precision Tube Technology, Inc. (США)» имеет стенд для испытания натуральных образцов. Этот стенд позволяет проводить испытания при различных величинах деформаций ϵ (т.е. при различных радиусах изгиба труб) и различных давлениях p в них. В результате получается семейство кривых (рис. 2), характеризующих функцию $N = f(\epsilon, p)$. Результаты таких испытаний являются наиболее объективными, поскольку

проводятся на натуральных образцах и при условиях полностью соответствующих условиям эксплуатации. Подобные испытания может позволить себе только завод-изготовитель, поскольку требуется большое количество образцов большой длины. Одним из недостатков данной методики является невозможность испытаний материалов, выпуск труб из которых не налажен.

Мы подошли к этому вопросу иначе – поскольку разрушение труб начинается в опасной точке, то именно в ней следует анализировать сложное напряженное состояние и моделируя его выполнять экспериментальные исследования на образцах с одноосным напряженным состоянием, создавая в нем напряжения эквивалентные фактическим. Подобный подход к расчету на прочность является общепринятым в инженерном деле и не вызывает сомнений. Таким образом, испытания труб сводятся к испытанию образцов на растяжение-сжатие, что упрощает техническую сторону выполнения экспериментов

Анализ напряженного состояния материала трубы показывает, что опасные точки располагаются в верхней и нижней части труб, наиболее удаленных от нейтральной

плоскости изгиба. Причем в верхней точке действуют растягивающие напряжения (наиболее опасные), а в нижней – сжимающие, изменяющиеся по отнулевому циклу.

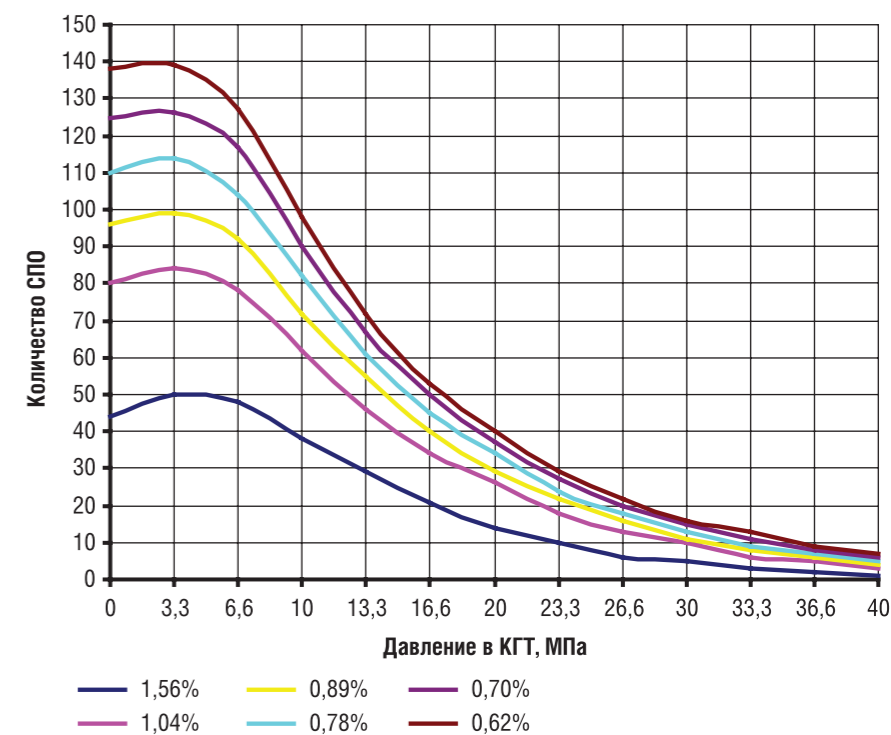
Выполнение исследований на образцах с одноосным напряженным состоянием при нагружении циклически действующими напряжениями, соответствующими работе труб без внутреннего давления показало, что зависимость долговечности от величин деформаций описывается следующей зависимостью:

$$N = C_1 \epsilon^4 - C_2 \epsilon^3 + C_3 \epsilon^2 - C_4 \epsilon + C_5$$

Эта зависимость, построенная в общепринятых координатах « $\epsilon - N$ » соответствует кривой Веллера – максимальным значениям деформаций соответствует минимальное количество циклов нагружения до разрушения образца и наоборот. Уравнение линии, аппроксимирующей экспериментальные данные имеет вид $\epsilon = 77,6 N^{-0,8}$.

Как уже отмечалось, в процессе прохождения гибкой трубы по тракту агрегата в поперечном сечении возникают осевые напряжения обусловленные циклическим нагружением трубы при изгибе на барабане и огибании направляющей дуги $\sigma_z (\epsilon)$

РИС. 2. Зависимость долговечности КГТ от внутреннего давления при различных радиусах изгиба (по данным фирмы Precision Tube Technology, Inc. (США))

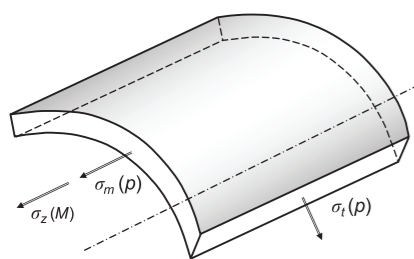


обусловленные изгибающим моментом M . Характерно, что напряжения, обусловленные изгибом трубы, действуют при жестком цикле нагружения – заданны величины деформаций. Кроме того действуют напряжения обусловленные внутренним давлением – осевые напряжения $\sigma_m(p)$ и меридиональные $\sigma_t(p)$. Они действуют по мягкому циклу нагружения – заданы величины напряжений. Образующееся напряженное состояние (рис. 3) можно считать плоским, пренебрегая малыми радиальными напряжениями.

Сложность выбранной методики заключается в том, что напряжения возникающие при изгибе трубы являются пластическими, а напряжения обусловленные внутренним давлением – упругими. Поэтому применение классических теорий прочности не представляется возможным.

Исходя из особенностей выполнения операций КРС можно принять, что изменение напряжений σ_m происходит с частотой на один-два порядка ниже частоты изменения σ_a , поэтому в рассматриваемых условиях они будут рассматриваться как постоянно действующие.

РИС. 3. Картина напряженного состояния гибкой трубы



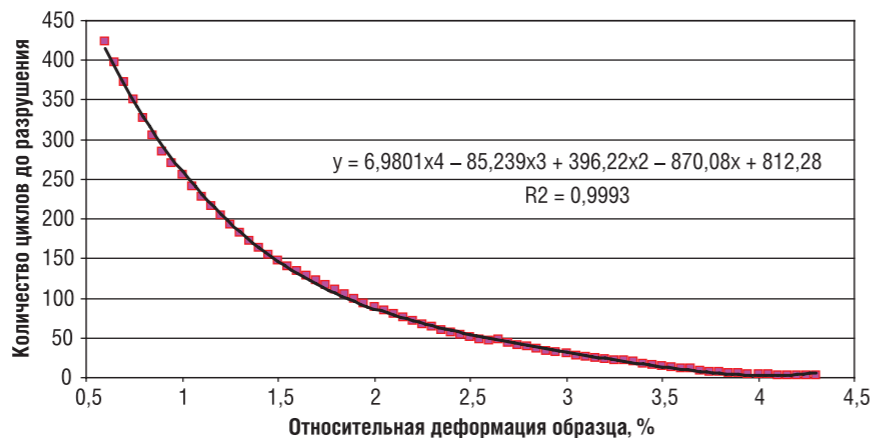
Для определения влияния постоянной составляющей цикла нагружения на усталостную прочность в качестве исходной зависимости была использована формула Менсона

$$\epsilon_a = 0,5(\ln(1/1-\psi))^{0,6} N^{-0,6} + 1,75 N^{-0,12}/E,$$

где ψ – поперечное сужение материала при разрушении стандартного образца; E – модуль упругости материала; N – число циклов нагружения до разрушения образца.

Данная экспериментальная зависимость используется в случае жесткого нагружения при симметричном цикле.

РИС. 4. Обобщенный график, характеризующий долговечность труб в зависимости от приведенной деформации образцов



Первое слагаемое формулы характеризует деформации, возникающие при повторных пластических деформациях, второе слагаемое – переменные упругие деформации.

Преобразовав полученное уравнение и введя в него σ_t – тангенциальные напряжения, $\sigma_{пр}$ – предел пропорциональности, N_0 – базовое число циклов, соответствующее величине предела выносливости σ_{-1} и N – число циклов, характеризующее долговечность образца, получим

$$\epsilon_{a экв} = 77,6 N^{-0,8} + \sigma_{-1} (1 - \sigma_m / \sigma_{пр}) N_0^{1/m} N^{-1/m} / E_{сек} K_E.$$

В данном уравнении первый компонент является эмпирической зависимостью, полученной при проведении настоящих исследований и характеризующего конкретный материал, его долговечность при заданном циклическом нагружении образца, а второй – влияние внутреннего давления. В уравнение входит секущий модуль упругости $E_{сек}(\epsilon_\Sigma)$, который зависит от величины деформаций и значение которого проще всего учитывать поправочным коэффициентом K_E .

Полученное уравнение позволяет рассчитать величины эквивалентных деформаций $\epsilon_{a экв}$, в зависимости от величины пластических деформаций, возникающих при изгибе КГТ и от напряжений обусловленных внутренним давлением. Эти деформации, будучи созданы в лабораторном образце, испытываемом в условиях одноосного растяжения при пульсирующем отнулевом цикле нагружения, дадут одинаковую

долговечность с натурным образцом трубы деформируемым при изгибе на барабане и нагруженным внутренним давлением. (Эквивалентные деформации, как и эквивалентные напряжения, являются виртуальной величиной и геометрического толкования не имеют.) Таким образом, полученная аналитическим способом зависимость $\epsilon_{a экв} = f(\epsilon_a, p)$ позволяет определять величины эквивалентных деформаций, которые следует создавать в лабораторном образце, что бы определить долговечность трубы, которая изгибается с образованием пластических деформаций ϵ_a и нагружена внутренним давлением p .

С использованием данной зависимости были получены расчетные значения точек, характеризующих величины эквивалентных деформаций в зависимости от числа циклов нагружения при различных величинах внутреннего давления (рис. 4). На этом же графике показана кривая, полученная в результате исследования долговечности образцов, испытанных при одноосном напряженном состоянии.

Ценность полученных данных заключается в получении количественной оценки долговечности образцов, и, в конечном счете, гибких труб, деформируемых в процессе спуско-подъемных операций.

Аналитическая зависимость долговечности труб при совместном действии пластических деформаций, возникающих при спускоподъемных операциях и давления жидкости может быть получена на основании

испытаний натуральных образцов труб. Для этого в результате пересчета экспериментальных данных (например приведенных на рис. 2) получают зависимости в координатах « $N - \epsilon$ » (рис. 5), а затем, после математической обработки, переходят к эмпирической формуле. Для труб, результаты испытаний которых приведены на рис. 2 эта эмпирическая зависимость имеет следующий вид

$$N = (0,0071p^3 - 0,3326p^2 - 3,9086p + 242,82) \epsilon^{(-0,0014p^2 + 0,0354p - 1,2517)}$$

При проведении практических расчетов, величина давления подставляется в МПа, а деформации в %.

К недостаткам последнего варианта следует отнести необходимость выполнения испытаний полноразмерных образцов гибких труб.

Как видно из приведенных материалов существенное влияние на долговечность труб оказывает давление жидкости, т.е. тангенциальные напряжения. Поскольку зависимость числа циклов до разрушения имеет ярко выраженный нелинейный характер, то увеличение деформаций даже на незначительную величину приводит к резкому сокращению числа циклов до разрушения. Поэтому увеличение долговечности колонны гибких труб может



достигаться конструктивными и технологическими мерами. К первым относится увеличение радиусов барабана и направляющей дуги, что обеспечивает снижение циклической составляющей деформаций ϵ_m , ко вторым – уменьшение давления в трубах при их перемещении, что способствует снижению тангенциальных деформаций ϵ_t .

Третьим фактором, влияющим на долговечность КГТ является температура материала. Непосредственно температура

не влияет на напряжения в теле трубы. В процессе прокачивания технологической жидкости стенки КГТ приобретают ее температуру, действие которой приводит к изменению прочностных и деформационных характеристик металла трубы и соответствующим образом изменяет ее склонность к трещинообразованию.

Для определения влияния температуры на долговечность трубы была использована разрывная машина снабжена, термокамерой.

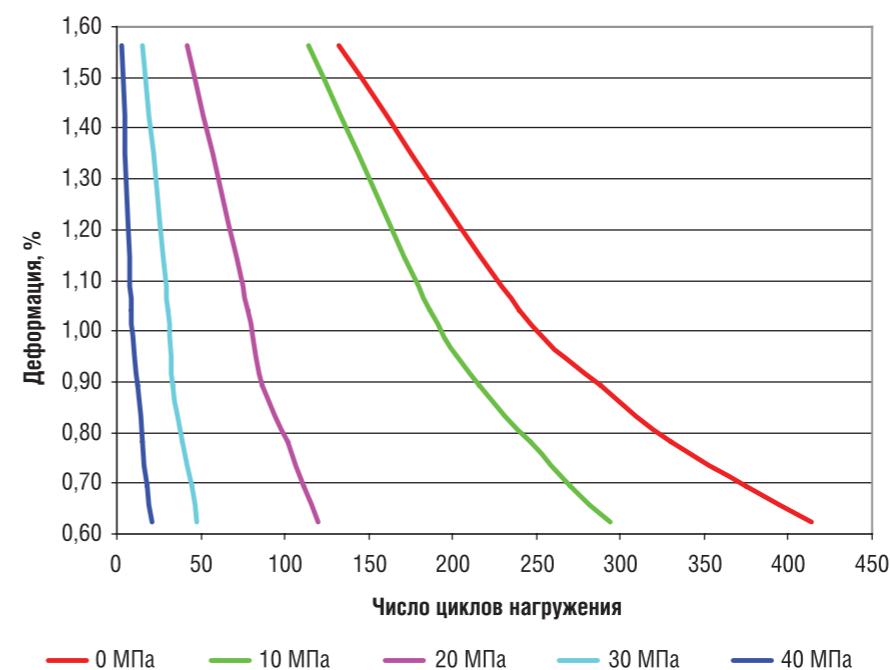
Экспериментально установлено, что количество циклов до разрушения трубы, характеризуется формулой

$$N(\epsilon, p, t) = N(\epsilon, p) - A(t)$$

где $N(\epsilon, p)$ – долговечность трубы, определенная при $t = 20^\circ\text{C}$ [2]; $A(t)$ – эмпирическая постоянная, зависящая от особенностей работы стали при различных температурах. Эта постоянная изменяется в широком диапазоне и может приводить к изменению числа спуско-подъемов от 5 при температуре -30°C до 250 при 120°C .

Полученные зависимости позволяют выявить тенденции влияния перечисленных факторов и прогнозировать долговечность колонн гибких труб в промышленных условиях. ●

РИС. 5. Взаимосвязь деформаций от числа циклов нагружений



KEY WORDS: the coiled column of flexible pipes, overhaul of wells, destruction of pipes, commercial factors.

УВЕЛИЧЕНИЕ КИН

Влияние межмолекулярных взаимодействий на эффективное сечение поровых каналов при движении пластового флюида в горной породе

НАЛИЧИЕ ПОЛИМОЛЕКУЛЯРНЫХ СЛОЕВ НЕФТИ В ПРЕДЕЛАХ КОНТАКТА ЧАСТИЦ ГРУНТА ГОРНОЙ ПОРОДЫ СОЗДАЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЮ ЧАСТИЦ ЖИДКОСТИ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ. ПОЛИМОЛЕКУЛЯРНЫЕ СЛОИ СОЗДАЮТ «ЗАСТОЙНЫЕ ЗОНЫ» УМЕНЬШАЯ ЭФФЕКТИВНОЕ СЕЧЕНИЕ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ. РАЗРУШЕНИЕ ЗОН АДСОРБИРОВАННЫХ МОЛЕКУЛ, ПОЗВОЛИЛО БЫ УВЕЛИЧИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И ДЕБИТ СКВАЖИНЫ

PRESENCE OF POLYMOLECULAR OIL LAYER WITHIN THE CONTACT PARTICLES OF ROCK SOIL CREATES ADDITIONAL RESISTANCE TO DISPLACEMENT OF FLUID PARTICLES IN ROCK. POLYMOLECULAR LAYERS CREATE NO FLOW ZONES REDUCING THE EFFECTIVE SECTION OF PORE CHANNELS. DESTRUCTION OF ADSORBED MOLECULE ZONES WOULD HELP TO INCREASE OIL RECOVERY FACTOR AND WELL FLOW RATE

Ключевые слова: нефтяное месторождение, молекулы нефти, пористая среда, диполи, контактное взаимодействие, полимолекулярный слой, горная порода, эффективное сечение.

Шмелев Валерий Александрович,
старший научный сотрудник, к.т.н.

Сердобинцев Юрий Павлович,
Зав. кафедрой Автоматизации производственных процессов ВолГТУ,
Д.т.н., профессор

На современном этапе, при широком внедрении высокоэффективных технологий, состояние нефтяной промышленности России можно охарактеризовать сокращением объема прироста и ухудшения структуры промышленных запасов, что в основном связано с выработкой многих уникальных и крупных месторождений и их высоким обводнением, а также вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [1].

Снижение темпов роста добычи происходит на фоне роста объемов бурения и увеличения капитальных затрат нефтяных компаний.

Основные причины снижения эффективности развития нефтедобывающего сектора – это высокая себестоимость добычи нефти и значительная степень выработки легкодоступных месторождений [2].

В таких условиях обеспечение рентабельного прироста извлекаемых запасов экономически оправдано за счет технологий увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих остаточные запасы на освоенных и обустроенных объектах.

Более привлекательным и экономически оправданным является создание высокоэффективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов на заводненных нефтяных месторождениях, содержащих значительные остаточные запасы на освоенных и обустроенных объектах. Это внесет существенный вклад в обеспечение рентабельного прироста извлекаемых запасов и дополнительной добычи нефти при минимальных капитальных вложениях [3].

Очень редко под месторождением понимается одна залежь нефти и газа. В основном это набор залежей представленных коллекторами разного типа, имеющих

разнообразные размеры по толщине и площади, различные условия образования и физико-химический состав флюидов [4].

В таких условиях управление движением нефти к нефтедобывающим скважинам с целью вовлечения в разработку залежей нефти и газа с учетом наиболее полного извлечения углеводородов из недр – это сложная задача, не имеющая единственного решения.

Согласно [5] для месторождений с физическими обусловленными затруднениями вытеснения, вызванными высокой вязкостью нефти, реологическими свойствами, высокой долей микрокапилляров, требуется прямое длительное действие на флюиды для стимуляции фильтрационных процессов.

Ранее, в работе [6] было высказано предположение о влиянии на эффективное сечение поровых каналов сил межмолекулярного взаимодействия – сил Ван-дер-ваальса. Рассматривая природу этих сил, можно предположить, что в процессе движения молекул нефти в пористой среде, на участках свободной поверхности диполи (молекулы) располагаются в одном направлении вдоль общей оси, а на участках в пределах контакта частиц грунта дипольные моменты ориентированы хаотически. В местах контакта частиц наблюдается увеличение концентрации полярных молекул, образуются устойчивые полимолекулярные слои, обладающие высокой механической прочностью, размер слоев может достигать десятки микрометров и зависит от физико-химических свойств нефти и свойств горной породы.

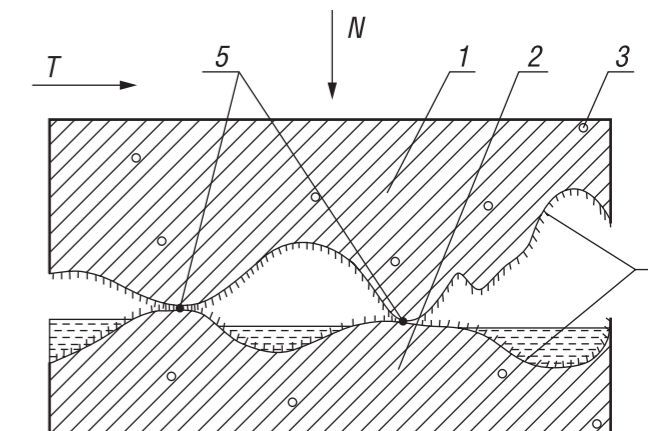
Аналогичные исследования, посвященные вопросам аккумуляции полярных молекул, а также ориентацией молекул на поверхности твердой фазы были проведены А.С. Ахматовым, в его работе «Молекулярная физика граничного трения» [7].

Рассматривая структурную схему контактного взаимодействия гетерогенных композиционных покрытий в условиях граничного трения, рис. 1, автор утверждает, что разделение поверхностей трения 1, 2 осуществляется как за счет металлического (герцевского) взаимодействия, так и за счет адсорбированных поли- и мономолекулярных граничных слоев, полярных молекул, расположенных на поверхностях трения.

Полимолекулярный слой играет роль преобладающего фактора смазочного действия и способен обеспечить очень низкий коэффициент трения, лишь ненамного выше, чем коэффициент жидкостного трения [8].

На участках вокруг пятен фактического контакта, концентрация полярных молекул существенно выше, чем на участках свободной поверхности, вследствие

РИС. 1. Схема силового взаимодействия единичных сферических сегментов при наличии полимолекулярного слоя



1, 2 – поверхностные слои взаимодействующих тел; 3 – поры; 4 – адсорбированный полимолекулярный слой полярных молекул на поверхностях трения; 5 – приконтактная зона, в которой адсорбированные молекулы обладают упругостью формы

повышения потенциала адсорбции в узких зазорах, где действуют ван-дер-ваальсовы силы обеих поверхностей. Молекулы образуют полимолекулярные слои толщиной 40–50 линейных размеров полярных молекул

$$(40 - 50) \cdot d_m$$

где d_m – диаметр молекулы.

Участки, примыкающие к зонам фактического, могут рассматриваться как участки контакта, на которых полярные адсорбированные молекулы обладают упругостью формы и создают противодействие.

Классическая теория фильтрации однородной жидкости, основанная на законе Дарси гласит «В естественном грунте частицы жидкости перемещаются через мельчайшие каналы, образованные между частицами грунта вследствие их неплотного прилегания друг к другу [9]. Движение жидкости представляет собой обтекание бесчисленного множества сложных поверхностей, рис. 2.

Построим упрощенную модель фиктивного (корпускулярного) грунта и оценим эффективное сечение поровых каналов, с учетом наличия адсорбированных поли- и мономолекулярных граничных слоев из молекул нефти.

Рассмотрим контактирование частиц горной породы, моделируемых сферическими сегментами, предполагающее наличие полимолекулярного слоя, рис. 3.

РИС. 2. Схематичное представление горной породы

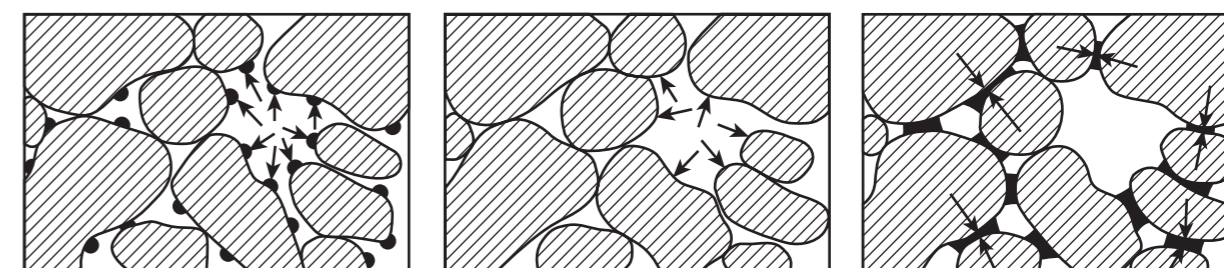
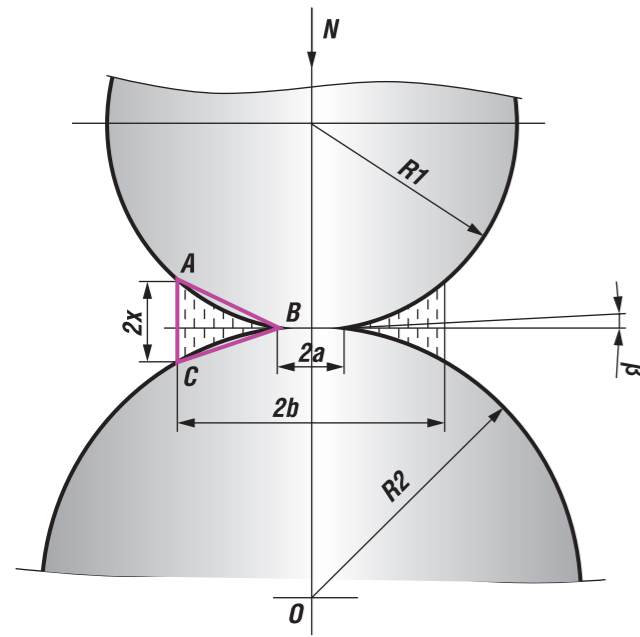


РИС. 3. Схема взаимодействия единичных сферических сегментов при наличии полимолекулярного слоя



Для численной оценки сечения поровых каналов воспользуемся результатами макроописания и фотографиями керна, отобранного из поисково-оценочной скважины №6 Левобережной площади Волгоградской области, табл. 1.

РИС. 4. Шлиф исследуемого образца – песчаника



Пористая структура керна исследована на подготовленном шлифе песчаника, размером 5,95x5,95 мм, рис. 4 и представлена в таблице 2. Как видно из таблицы наибольшую долю площади шлифа 38,88% занимают частицы размером 0,1-0,445 мм. Площадь зоны, адсорбированной молекулами нефти,

определим как площадь треугольника ABC, со сторонами 2x и (b-a), рис. 3.

$$S = \frac{1}{2} \cdot 2x \cdot (b-a) \quad (1)$$

ТАБЛИЦА 2. Литологическая характеристика керна

Класс породы	Количество пор	Минимальный размер частиц, мм	Максимальный размер частиц, мм	Площадь, занимаемая частицами, %
<0,01	0	-	-	0,00
0,01-0,05	3035	0,015	0,05	23,78
0,05-0,10	1008	0,050	0,100	37,34
0,10-0,50	305	0,100	0,445	38,88
0,5-1,00	0	-	-	0,00
>1,0	0	-	-	0,00
Всего	4348	0,015	0,445	100,00

ТАБЛИЦА 1. Литологическая характеристика керна

Глубина, м	Фотография керна	Литологическая характеристика
4000,05		глубина 4000,05 – 4001,00 м, толщина – 1,55 м Песчаники кварцитовидные светло-коричневые, коричневатосерые, с многочисленными глинисто-углистыми слоями (до 0,5 мм толщиной). Песчаники мелкозернистые, алевритовые, участками (в нижней части слоя) переходящие в алевриты крупнозернистые, мелкопесчаные. Породы слоя плотные, крепкие, с тонкой, визуальнo незаметной пористостью, со следами насыщения углеводородами и отчетливым запахом углеводородов, заполненные битумно-глинистым материалом
4001,00		

где: $x = (40-50) \cdot d_w$ – толщина полимолекулярного слоя, нм., может принимать значения от $x_{\min} = 40 \cdot 0,1 = 4 \text{ нм}$ до $x_{\min} = 50 \cdot 2,2 = 110 \text{ нм}$;

Поскольку нефть, являющаяся природным продуктом, имеет достаточно разнородный состав, о процентном соотношении тех или иных химических элементов в ней можно говорить весьма условно. Тем не менее, отметим, что в различных типах нефти основными составляющими элементами являются углерод, водород и сера, реже – кислород и азот.

Наименьший размер имеет молекула метана. Наиболее крупные молекулы характерны для асфальтенов, с молекулярной массой сто тысяч и более. Между этими двумя крайними соединениями располагаются другие структуры, имеющие свои размеры в широком диапазоне от 0,01 до 10 нанометров [10].

По мере того как возрастают размеры молекул в ряду углеводородов-гомологов, газы сменяются жидкостями, а эти последние – твердыми веществами. Нефти основных продуктивных отложений в Волгоградской области по существующей классификации относятся к легким, маловязким, парафинистым, малосолистым и малосернистым. По

ТАБЛИЦА 3. Исходные данные и результаты расчета площади зоны, образованной полимолекулярными слоями

x – толщина полимолекулярного слоя, нм		b – радиус пятна контакта с учетом адсорбированного слоя, нм	a – радиус пятна взаимодействия сферических сегментов, нм	$S_{\text{адс.}}$ – площадь зоны, адсорбированной молекулами, нм	
x_{\min}	x_{\max}	b	a	$S_{\text{адс.}}^{\min}$	$S_{\text{адс.}}^{\max}$
0,4	110	3146	2500	258	71060

своему групповому составу они имеют парафиновую природу. С учетом проведенного описания природы нефти можно констатировать интервал размеров основных групп соединений в пределах 0,1 – 2,2 нанометра.

a – радиус пятна контакта взаимодействия сферических сегментов может быть найден из условия их взаимодействия [11].

До вскрытия месторождения скважинами все физические параметры пласта – температура, давление, распределение нефти, воды и газа в залежи – находятся в состоянии, установившемся в течение геологических периодов, прошедших с момента формирования залежи. С вскрытием пласта и началом его эксплуатации эти установившиеся условия нарушаются, и наступает динамический период в истории залежи, сопровождающийся изменением свойств пластовых жидкостей, их движением и перераспределением в пористой среде.

Породы пластов в естественном состоянии находятся в упруго-сжатом состоянии под действием веса вышележащих отложений. При проведении горных выработок это состояние всестороннего сжатия нарушается, и создаются условия «вытекания» пород в выработку. При этом в районе скважины в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий [12].

Согласно работы [13], область влияния скважины на прилегающие горные породы не превышает 2 м в одну сторону. С учетом градиента пластового давления на скважинах Левобережной площади, равного 1,13 кг/см² на 10 м (на глубине отбора керна 4000 м), усилие, действующее на частицы песчаников составит $(1,13/10) \cdot 2 \text{ м} = 0,226 \text{ кг/см}^2$ (0,02 МПа), откуда радиус пятна контакта взаимодействующих поверхностей:

$$a_{\min} = \left(\frac{3 N_i R_{np}}{8 E^*} \right)^{1/3} = \left(\frac{3 \cdot 0,02 \text{ МПа} \cdot 0,04 \text{ мм}}{8 \cdot 18000} \right)^{1/3} = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ мм} \quad (2)$$

где: $N_i = 0,02 \text{ МПа}$ – усилие прижима контактирующих поверхностей;

$R_{np} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{0,05} + \frac{1}{0,25} \right)^{-1} = 0,04 \text{ мм}$ – приведенный радиус кривизны сферических сегментов;

$E^* = 5,6 \cdot 10^4 \text{ МПа}$ – эффективный модуль упругости сжимаемых тел.

$b = x \cdot \text{ctg} \beta' = 110 \cdot \text{ctg} 2' = 110 \cdot 28,6 = 3146 \text{ нм}$ – радиус пятна контакта с учетом адсорбированного слоя, При незначительных деформациях угол β принимаем в несколько градусов (1–3 град.).

Минимальная возможная площадь зоны полимолекулярных слоев на выбранном месторождении

$$S_{\text{адс.}}^{\min} = \frac{1}{2} \cdot 2x_{\min} \cdot (b-a) = \frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 10^{-9} \cdot (3146 \cdot 10^{-9} - 2500 \cdot 10^{-9}) = 258,4 \cdot 10^{-9} \text{ мм}^2$$

Максимальная возможная площадь зоны полимолекулярных слоев на выбранном месторождении

$$S_{\text{адс.}}^{\max} = \frac{1}{2} \cdot 2x_{\max} \cdot (b-a) = \frac{1}{2} \cdot 2 \cdot 110 \cdot 10^{-9} \cdot (3146 \cdot 10^{-9} - 2500 \cdot 10^{-9}) = 71060 \cdot 10^{-9} \text{ мм}^2$$

Результаты расчетов для приведенной пористой структуры сведены в таблицу 3.

Принимая во внимание, что в зоне контакта сферических сегментов площадь зоны адсорбированной молекулами удваивается, определим общую площадь зоны в пределах шлифа:

$$\sum S_{\text{адс.}}^{\max} = \frac{S_{\text{шлифа}}}{S_{\text{шара}}} \cdot 2 \cdot S_{\text{адс.}}^{\max} = \frac{5,95^2}{2\pi \cdot 0,04^2} \cdot 2 \cdot 71 \cdot 10^{-9} = 0,5 \text{ мм}^2, \quad (3)$$

Общая площадь пор в модели грунта для сечения шлифа:

$$\sum S_{\text{пор.}} = S_{\text{шлифа}} - n_{\text{шар.}} \cdot S_{\text{шара}} = 5,95^2 - 5476 \cdot \pi \cdot 0,04^2 = 7,9 \text{ мм}^2, \quad (4)$$

Относительное уменьшение площади эффективного сечения поровых каналов при движении по ним пластового флюида составит:

$$\Delta S = \frac{\sum S_{\text{пор.}} - (\sum S_{\text{пор.}} + \sum S_{\text{адс.}}^{\max})}{(\sum S_{\text{пор.}} + \sum S_{\text{адс.}}^{\max})} \cdot 100\% = \frac{7,9 - (7,9 + 0,5)}{7,9 + 0,5} \cdot 100\% = -6\%, \quad (5)$$

Полученный результат можно сравнить с исследованиями в работе [9, с. 63], посвященной движению жидкости через пористую среду, где автор обосновывает уменьшение пористости среды на 5% влиянием существования жидкой пленки, приводящей к образованию «мертвых зон» около частиц грунта.

Выводы

Наличие полимолекулярных слоев нефти в пределах контакта частиц грунта горной породы создает

дополнительное сопротивление перемещению частиц жидкости в горной породе. Установлено, что площадь зоны адсорбированной молекулами нефти зависит как от физико-химических свойств нефти, так и от свойств и условий залегания горной породы.

Полимолекулярные слои из адсорбированных молекул, обладая высокой механической прочностью, создают «застойные зоны» в горной породе, тем самым уменьшая эффективное сечение поровых каналов. Моделирование течения жидкости через фиктивный (корпускулярный) грунт с учетом конкретных условий месторождения показывает, что разрушение зон адсорбированных молекул, позволило бы увеличить сечение поровых каналов на выбранном месторождении на 6%, что соответственно увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН) и дебит скважины.

Одним из эффективных способов разрушения полимолекулярных слоев, принимая во внимание наличие сил межмолекулярного взаимодействия притяжения и отталкивания между молекулами – сил Ван-дер-Ваальса, является воздействие электромагнитного поля на адсорбированные молекулы, более подробно [6]. Изменение направления поля вызывает изменение положения диполя (молекулы), в результате меняется ориентационное взаимодействие между диполями (молекулами), исключаются «зоны застоя» при перемещении частиц жидкости в поровом пространстве горной породы. ●

Литература

1. Обзор «Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность России 2012–2012 гг. Инвестиционные проекты и описания компаний. ИА «INFOLine», 720 с, 2012 г.
2. Нефтяная промышленность России: Состояние и проблемы, Рыженко В.Ю. Перспективы науки и образования №1(7), 2014.
3. В.М. Максимов «О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенты извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи / Бурение и нефть, №2, 2011 г.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.: илл.
5. Барышников А.А. Исследование и разработка технологии увеличения нефтеотдачи за счет вытеснения с применением электромагнитного поля/ Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук.
6. В.А. Шмелев, Ю.П. Сердобинцев, П.Н. Антошкин, А.И. Сухарьков Интенсификация притока нефти при разработке месторождений горизонтальными скважинами Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2015. – № 6 – С. 20–23.
7. А.С. Ахматов Молекулярная физика граничного трения, М., Физматгиз, 1963 г., 472 стр., с илл.
8. Фукс Г.И. Трение и износ, 1983, Т. 4, №3, С. 398–414.
9. Л.С. Лейбензон Движение природных жидкостей и газов в пористой среде, ОГИЗ, Государственное издательство технико-теоретической литературы, Москва 1947, Ленинград.
10. Богомолов А.И и др Химия нефти и газа / Под. Ред. В.А. Проскурякова. – Л.: Химия, 1989. – 424 с.
11. И.В. Крагельский, Н.М. Добычин, В.С. Комбалов Основы расчетов на трение и износ. М., 1977.
12. Желтов Ю.П. Механика нефтегазосного пласта. М., Недра, 1975, 216 с.
13. Папуша А. Н., Гонтарев Д. П. К вопросу расчета напряженно-деформированного состояния горного массива в окрестности сверхглубокой вертикальной скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2010. – № 5.

KEY WORDS: oil field, oil molecules, porous medium, dipole, contact interaction, polymolecules layer, rock, effective cross-section.



НЕМЕЦКО-РОССИЙСКИЙ ЭКСПОРТ СОКРАТИЛСЯ ВДВОЕ

Frankfurter Allgemeine
ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

Аннексия Крыма повлекла за собой не только масштабные экономические санкции Евросоюза против России, но и проблемы для немецких компаний. В итоге немецкий бизнес рисует крайне негативные прогнозы относительно экспорта немецкой продукции в Россию. Политические трения сказываются на бизнесе. Поэтому



экспорт немецкой продукции продолжит сокращаться. В текущем году ожидается очередное сокращение экспорта в Россию на 5%. Тем не менее, это существенное замедление по сравнению с почти 30-процентным обвалом в прошлом году. Не ведут к нормализации ситуации и провокационные заявления по поводу новой холодной войны. Но причина падения объемов экспорта не только санкции. За последние два года экспорт немецкой продукции в РФ упал вдвое – до 21 млрд евро – в том числе, из-за крайне низкой цены на нефть». Особенно остро это коснулось немецких предприятий, занимающихся автомобилестроением и машиностроением, а также пищевой промышленностью.

С ПОМОЩЬЮ АМЕРИКАНСКОГО ГАЗА ЕВРОПА ХОЧЕТ ВЫРВАТЬСЯ ИЗ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТИСКОВ» РОССИИ

THE WALL STREET JOURNAL.

Кеннет Рапоза

Многие европейцы считают, что выход США на мировой газовый рынок – один из способов преодолеть власть России над поставками энергоносителей и ценообразованием в Европе. Москва годами использовала свои гигантские резервы энергоносителей как стратегический инструмент для влияния на бывшие страны-сателлиты. Некоторые, например, Польша – строят терминалы для приема СПГ по морю.

За последние 10 лет сланцевый бум переключил мировой рынок энергоносителей. Сейчас Россия поставляет примерно треть газа, потребляемого Европой.

Официальные лица Литвы обвиняют Москву в осуществлении кампании шпионажа и кибервойны ради сохранения ее доли на прибыльном рынке энергоносителей.

Официальные лица Болгарии утверждают, что Россия финансировала уличные протесты в 2012 г., из-за которых пришлось ввести мораторий на разведку сланцевого газа. Экспорт американского газа укрепит энергетическую безопасность союзников США. В числе союзников – Литва. До 2014 г. «Газпром» владел 37% литовской Lietuvos Dujos и имел большинство в совете директоров. В результате была установлена одна из самых высоких цен на газ в Европе. При

нынешних ценах американский газ в Европе будет стоить 3,6 долл. за 1 млн БТЕ. Сейчас российский газ стоит там 4,6 долл. Но если Россия захочет вытеснить США, то сможет поставлять газ по 2 долл. Медведев заявил, что «Газпром» не замышляет ценовых войн. Но если цены на американский СПГ снизятся, «Газпром» «постарается сократить свои издержки».

ПУТИНСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПРИВАТИЗИРОВАТЬ РОССИЙСКИЕ ГОСКОМПАНИИ ГЛУБОКО ОШИБОЧНО

FT FINANCIAL TIMES

Нил Бакли

Планы приватизации, озвученные президентом Путиным, рискованно не просто провалиться – они еще больше дискредитируют распродажу активов и рыночную экономику в глазах населения, и без того относящегося к ним подозрительно.

Во-первых, это средство повысить доход или покрыть дефицит, а не реформа. Собранные деньги могут помочь Кремлю выиграть время, чтобы и дальше откладывать остро необходимые России структурные реформы, которые руководство считает политически рискованными. Во-вторых, хоть Путин и настаивает, что акции не будут продаваться «за бесценок», активы выставляются на продажу в самое неудачное время.



В-третьих, российский президент ясно дал понять, что государство намеревается сохранить контроль над компаниями. Это чревато тем, что функциональные изменения, которые покажутся необходимыми новым держателям контрольного пакета акций, окажутся неосуществимыми, и это также может отпугнуть инвесторов. ●

АТАМАН
www.ataman-guns.ru

**ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ**

НОВИНКИ



ООО «Демьян»
+7 (495) 9847629

СКОЛЬЗЯЩИЙ ЦЕНТРАТОР

для крепления скважин с горизонтальным окончанием

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ АНАЛИЗ ЦЕНТРАТОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ КРЕПЛЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. РАЗРАБОТАНА КЛАССИФИКАЦИЯ ЦЕНТРАТОРОВ ПО ФАКТИЧЕСКОЙ ПЛОЩАДИ СОПРИКОСНОВЕНИЯ, ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО НЕОБХОДИМОМУ КОЛИЧЕСТВУ ЦЕНТРАТОРОВ. ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ ВАРИАНТ СКОЛЬЗЯЩЕГО ЦЕНТРАТОРА, РАЗРАБОТАННОГО НА КАФЕДРЕ БНГС АГНИ

THE ARTICLE PROVIDES AN ANALYSIS OF CENTRALIZERS USED DURING LINING OF INCLINED AND HORIZONTAL WELLS. CLASSIFICATION OF CENTRALIZERS ON THE ACTUAL CONTACT AREA IS DEVELOPED; RESULTS OF THE FIELD DATA ANALYSIS AS FOR THE DESIRED NUMBER OF CENTRALIZERS ARE PRESENTED. A NEW VERSION OF THE SLIDING CENTRALIZER DEVELOPED AT THE DEPARTMENT OF OIL AND GAS WELL DRILLING OF THE ALMETYEVSK STATE OIL INSTITUTE IS SUGGESTED

Ключевые слова: скважина с горизонтальным участком, центрирование обсадной колонны, классификация центраторов, снижение сил трения, скользящий центратор.

Лилия Булатовна Хузина,
член-корр. РАЕН, д.т.н., профессор,
зав. кафедрой БНГС, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Регина Ильгизаровна Фазлыева,
аспирант кафедры БНГС, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Альфира Хамитовна Габзалилова,
к.т.н., доцент кафедры РРНГМ, филиал ГОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной университет»

Современное состояние длительно эксплуатирующихся нефтяных месторождений России характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Одной из причин высокой обводненности является

наличие негерметичности эксплуатационных колонн, которое связано как с условиями эксплуатации скважин, так и качеством первичного цементирования [5, 7]. В связи с этим, актуальной проблемой для нефтегазодобывающей отрасли

РИС. 1. Качество крепления скважины при отцентрированной и неотцентрированной колонне

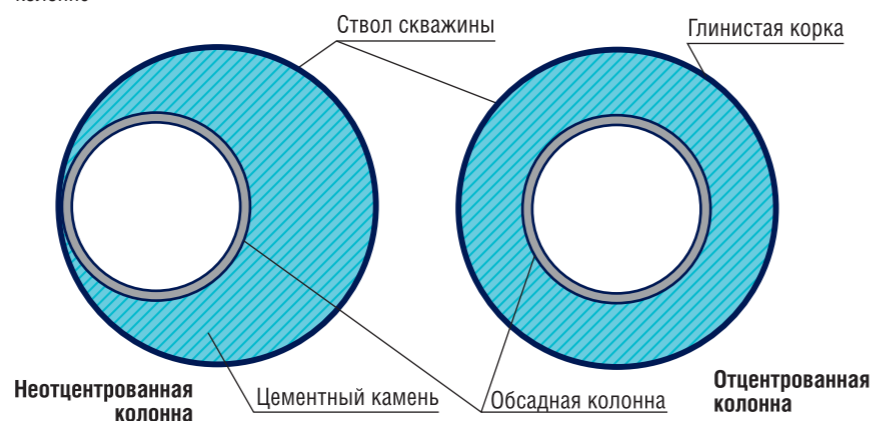


ТАБЛИЦА 1. Типы конструкций центраторов для обсадных колонн

Плоскостная площадь соприкосновения				Линейная площадь соприкосновения	Кольцевая площадь соприкосновения							
прямое расположение лопастей		спиральное расположение лопастей			металлический опорный элемент							
разъемный	неразъемный											
Пружинный центратор ЗАО «ПО Стронг»	Центратор типа ЦЦ	Жесткий центратор модернизированный 6 лопастной ЖЦМ ООО «ЭКО Бур»	Центратор пружинный с радиусными планками ЦПР ООО «НТЦ «ЭЗРС»	Полимерный центратор ЗАО «ПО Стронг»	Турбулизатор-центратор отклонитель потока ТЦОП, ЦПТ ООО «ЭКО Бур»	Жесткий турбулизатор-центратор бочкообразный ЖТЦБ ООО «ЭКО Бур»	Центратор-турбулизатор из низкофрикционного полимерного материала ЦТН ООО «НТЦ «ЭЗРС»	Центратор-турбулизатор с жесткими спиральными ребрами ЦТЖС ООО «Краснодарский завод «Нефтемаш»	роликовый центратор фирмы Стронг	роликовый центратор фирмы ЗАО «ОКБ Зенит»	скользящий центратор	центратор-турбулизатор шариковый ЦТШ ООО «Краснодарский завод «Нефтемаш»

страны является повышение качества крепления скважин. Решение этой проблемы возможно за счет разработки новых, более совершенных технических и технологических решений, в частности комплекса мероприятий технического характера и усовершенствования технологии цементирования [6].

В процессе крепления скважин обсадными трубами могут возникать такие осложнения, как посадки и затяжки при спуске колонн; прихваты колонн в основном стволе; прихваты в результате затяжек в суженной части ствола; заклинивание колонн в желобах. Формирование однородного цементного кольца вокруг обсадной колонны для обеспечения качественного

цементирования можно решить, в частности, путем установки центраторов (см. рис. 1).

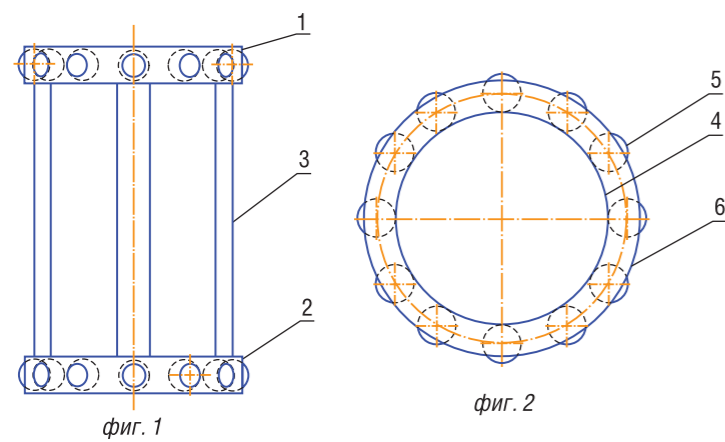
На кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин Альметьевского государственного нефтяного института ведутся исследования методов, позволяющих снижать коэффициент трения при спуске обсадной колонны о стенки скважины, особенно в скважинах с горизонтальными участками [1, 12–14, 16]. На основании проведенного обзора существующих на сегодняшний день центраторов для обсадных колонн, приводится один из

вариантов классификации по фактической площади соприкосновения центратора со стенками скважины (см. табл. 1).

По фактической площади соприкосновения со стенками скважины центраторы можно подразделить на плоскостную, линейную и кольцевую. Площадь соприкосновения в виде плоскости образуют лопастные центраторы с прямым и спиральным расположением лопастей. Наиболее распространенными представителями этой группы являются пружинные центраторы типа ЦЦ и жесткие турбулизаторы-



РИС. 2. Скользящий центратор



Скользящий центратор (фиг. 1) представляет собой корпус с концевыми частями в виде центрирующих колец верхнего 1 и нижнего 2, соединенных между собой ребрами 3. Центрирующие кольца 1 и 2 выполнены в виде подшипников и состоят из внутреннего кольца 4 (фиг. 2), тел качения в виде подвижных металлических шариков 5 и наружного кольца 6 в виде сепаратора, отделяющего тела качения друг от друга, удерживающего на равном расстоянии и направляющего их движение. По наружной поверхности внутреннего кольца 4 выполняют желоба – дорожки качения (на фиг. не обозначены), по которым катятся тела качения в виде подвижных металлических шариков 5. Подвижные металлические шарикоподшипники 5 установлены таким образом, что площадь контакта со стенками скважины сокращается до точки. Точечное соприкосновение подвижных металлических шариков 5 со стенками скважины уменьшает усилие трения при спуске буровой колонны. Ребра 3 предназначены для соединения верхнего 1 и нижнего 2 центрирующих колец, поэтому их предпочтительно выполнять прямыми по всей длине. Целесообразно центрирующие кольца 1 и 2 соединять с ребрами 3 методом сварки

центраторы различных конструкций. Также к этой группе относятся низкофрикционные полимерные центраторы имеющие небольшой вес.

К центраторам с линейной площадью соприкосновения можно отнести роликовые центраторы, позволяющие снижать трение при спуске обсадной колонны. К центраторам с кольцевой площадью соприкосновения относится центратор-турбулизатор

шариковый ЦТШ, однако к его недостаткам можно отнести его металлоемкость [2, 8, 17–19]. Наименьшие силы трения будут у центраторов, имеющих кольцевую площадь соприкосновения со стенками скважины.

Предложенная классификация центраторов по фактической площади соприкосновения центратора со стенками скважины позволит выявить наиболее оптимальные конструкции,



которые могут значительно уменьшить фактическую площадь контакта колонны со стенками и тем самым снизить коэффициент силы трения на горизонтальных участках скважины.

Исходя из предложенной классификации видно, что наиболее оптимальным, с точки зрения снижения сил трения обсадной колонны о стенки скважины за счет уменьшения фактической площади контакта колонны со стенками является скользящий центратор, разработка которого ведется на кафедре БНГС [1, 12–14, 16].

Скользящий центратор (см. рис. 2) закрепляется на обсадной колонне и фиксируется стопорными кольцами. Собранный комплект спускается в скважину, где скользящий центратор вместе с обсадной колонной будет совершать вращательное и поступательное движения [16]. Скользящий центратор будет центрировать колонну по сечению скважины и способствовать уменьшению механического трения и осевого сопротивления движению как в обсаженных, так и в открытых стволах.

При разработке новых конструкций центраторов неизменно возникает вопрос о необходимом количестве центраторов при креплении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Проведя анализ промысловых данных ПАО «Татнефть» по скважинам, пробуренным на Башкирский, Турнейский, Пашийский горизонты Ново-Елховского, Красногорского,

Аккубаево-Мокшинского, Ерсубайкинского месторождений и Альметьевской, Акташской, Федотовской, Миннибаевской, Сармановской площадей, была составлена таблица 2 усредненного количества центраторов, входящих в оснастку обсадной колонны.

Из таблицы видно, что среднее количество центраторов для оснастки обсадной колонны: на кондуктор – 4–6, на эксплуатационную колонну – 15–20 штук. Наибольшее количество центраторов выделяется на оснастку эксплуатационной колонны, с увеличением длины колонны число центраторов растет.

Таким образом, разработка специальных технических инструментов, в частности предлагаемого скользящего центратора позволит повысить качество крепления скважин, производить спуск обсадной колонны в штатном режиме. Необходимы дальнейшие теоретические и лабораторные исследования для оптимизации конструкции центрирующего устройства. ●

Литература

1. Габдрахимов М.С., Галеев А.С., Хузина Л.Б., Сулейманов Р.И. Динамика бурового инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. СПб.: Недра, 2011. 244 с.
2. Дудаладов А. К., Ванифатьева А. В., Стрыхарь А. Ф. Комплекс технических средств для обеспечения оптимальных условий спуска и цементирования обсадных колонн в горизонтальные скважины с большой длиной горизонтального участка // Бурение и нефть, 2015, № 8.

3. Ибрагимов Н. Г., Мотина Л. И., Гараев Л. Г. и др. Технико-экономический анализ и перспективы повышения эффективности применения новых технологий в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 5–7.
4. Исмаков Р. А. Некоторые вопросы строительства многостольных скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2013. № 10. С. 20–22.
5. Катеев Р. И. Крепление скважин в аномальных гидродинамических условиях разработки нефтяных месторождений Татарстана. – М.: Наука, 2005. – 168 с.
6. Кондренко О. С. Совершенствование технологии крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 24.05.2012 Ставрополь 2012.
7. Куксов, Анатолий Кононович. Повышение качества крепления скважин: автореферат диссертации на соискание степени доктора технических наук : 05.15.10 / Научно-производ. объедин. «Бурение». – Краснодар, 1995. – 117 с.
8. Овчинников П. В., Салтыков В. В., Яковлев И. Г., Ованесянц Т. А., Бастириков С. Н. Совершенствование конструкции низа буровой колонны // Бурение и нефть, 2006, №12.
9. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. М.: Недра, 1979, 304 с.
10. Тахаудинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Студенский М.Н., Ахмадишин Ф.Ф., Оганов С.А., Зубарев В.И. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 30–33.
11. Хакимзянов И. Н., Хисамов Р. С. и др. Наука и практика применения разветвленных и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.
12. Хузина Л. Б., Любимова С. В. Технико-технологическое решение для снижения коэффициента трения буровой колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С. 194–203.
13. Хузина Л. Б., Петрова Л. В., Любимова С. В. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. 2012. № 5. С. 62–68.
14. Хузина Л. Б., Фазлыева Р. И., Теляшева Э. А. Скользящий центратор для бурения скважин с горизонтальным окончанием // Уральский научный вестник. 2014. № 8. С. 57–60.
15. Шенбергер В. М., Зозуля Г. П. и др. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.
16. Патент на полезную модель RU №127805E21 В17/10. Скользящий центратор/ Хузина Л. Б., Шафигуллин Р. И., Фазлыева Р. И., Теляшева Э. А. Опубл.: 10.05.2013.
17. Каталог продукции ОАО «Краснодарский завод «Нефтемаш» http://remoil.ru/catalog/oborudovanie-i-osnastka-dlya-tsementirovaniya-skvazhin.
18. Каталог продукции ООО «ЭкоБур» http://ecoburneft.ru/index.php/2009-10-08-20-03-27/48.
19. Каталог продукции ЗАО «ПО Строгн» http://www.strong.ru/page-48.

KEY WORDS: horizontal well section, the centering of the casing, a classification of centralizers, to reduce friction, the sliding clamp.

ТАБЛИЦА 2. Усредненное количество центраторов в обсадной колонне

Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны		Суммарное на колонну	
	наименование, шифр, типоразмер	интервал установки от устья скважины, м	кол-во, шт	масса, кг
Кондуктор	Центратор ЦТПЛ 245/295	233, 243	2	12
	Центратор ЦТПЛ 245/295	10, 20	2	12
Эксплуатационная	Жесткий центратор ЖЦ (или ЦТП)	1175, 1198, 1208	3	18,24
	Жесткий центратор ЖЦ (или ЦТП)	923-953	3	18,24
	Жесткий центратор ЖЦ (или ЦТП)	810, 820	2	12,16
	Жесткий центратор ЖЦ (или ЦТП)	780, 790	2	12,16
	Жесткий центратор ЖЦ (или ЦТП)	420–430	3	18,24
	Центраторы типа ЦЦ (или ЦТП)	223, 233, 243	3	12
	Центраторы типа ЦЦ (или ЦТП)	10, 20	2	8

КАЛЬЧИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: разведка вскрытием

КАЛЬЧИНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – НАИБОЛЕЕ ЮЖНОЕ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ. ОНО НАХОДИТСЯ В СРАВНИТЕЛЬНОЙ БЛИЗОСТИ ОТ ОСВОЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ, ГДЕ ДЛИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ ВЕДЕТСЯ РАЗРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ЭТО УСИЛИВАЕТ АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ ДОБЫЧИ, В ТОМ ЧИСЛЕ И УТОЧНЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И КОРРЕКТИРОВКИ СИСТЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

KALCHINSKOYE OIL FIELD IS THE MOST SOUTHERN ONE IN THE WEST SIBERIAN REGION. IT IS LOCATED IN RELATIVE PROXIMITY TO THE DEVELOPED OIL-AND-GAS BEARING AREAS, WHERE CRUDE HYDROCARBONS HAVE BEEN PRODUCED FOR A LONG TIME. IT INCREASES THE RELEVANCE OF THE WORK TO MAINTAIN PRODUCTION INCLUDING THE REFINEMENT OF THE GEOLOGICAL MODEL AND ADJUSTMENT OF THE KALCHINSKOYE FIELD OPERATING SYSTEM

Ключевые слова: разведочная скважина, Кальчинское месторождение, углеводородное сырье, забой скважины, абалакская свита.



УДК 553.982.2

Кузнецов Владимир Григорьевич,
д.т.н., профессор кафедры
БНИГС ТюмГНГУ

Рожкова Оксана Владимировна,
ассистент кафедры БНИГС
ТюмГНГУ

Щербакова Евгения Алексеевна,
студентка ТюмГНГУ ИГиН,
группа ПГД-14-1

Ширяев Артем Александрович,
магистрант ТюмГНГУ ИГиН,
группа ТВПм-14-1

Часть 1. АБАЛАКСКАЯ СВИТА

Кальчинское месторождение было открыто в 1990 г. С тех пор на нем постоянно ведутся геологоразведочные работы. Первая скважина введена в пробную эксплуатацию в октябре 1992 г. Значительная часть площади нефтеносности уже разбурена сеткой эксплуатационных скважин в соответствии с проектом эксплуатации.

В нефтегазоносном отношении Кальчинский лицензионный участок расположен в пределах Тобольского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

и характеризуется средней плотностью потенциальных ресурсов углеводородов. На территории Кальчинского лицензионного участка охватывающего значительную территорию Уватского района Тюменской области и имеющего протяженность с запада на восток – 117 км и с севера на юг до 78 км с общей площадью порядка 6090 км², расположено Кальчинское и Северо-Кальчинское и Центрально-Алымское нефтяные месторождения.

На Кальчинском нефтяном месторождении нефтеносность разреза установлена на глубинах

2513-2862м в стратиграфическом диапазоне от тюменской свиты среднеюрского возраста до ачимовской толщи ахской свиты нижнемелового возраста. Залежи нефти выявлены в пластах Ю₄, Ю₃, Ю₁, Ю₁^{а6} (абалакская свита), Ю₀, Ач₃, Ач₂², Ач₂¹⁻², Ач₂¹⁻¹, Ач₁⁴, Ач₁³, Ач₁² и Ач₁¹. Причем, залежи в пластах Ю₁, Ю₁^{а6} и Ю₀ (баженовская свита) открыты после защиты запасов УВ по Кальчинскому месторождению в ГКЗ, в 1999 году.

Для выбора и обоснования способа вскрытия Ачимовской толщи необходимо оценить все геологические условия залегания продуктивных пластов. Кроме того необходимо учесть следующие параметры:

1. Оценить мощность продуктивной залежи;
2. Выяснить характер насыщенности (тип пластового флюида и пластовое давление);
3. Оценить характер изменения свойств (проницаемость, однородность, устойчивость) по мощности продуктивной залежи.

Далее представлена некоторая геологическая информация, необходимая для расчетов по вскрытию продуктивных отложений абалакской свиты разведочной скважиной 79Р.

В соответствии с проектными данными, проектная глубина скважины без учета удлинения составляет 2780 м. Кровля абалакской свиты расположена на абсолютной отметке 2760 м.

В таблице приведена литолого-стратиграфическая характеристика района работ. По данным исследования керна из соседних скважин, сейсмического профиля изучаемой площади, проектный продуктивный горизонт расположен в нижнемеловых отложениях, которые представлены аргиллитами.

В соответствии с физико-механической характеристикой, абалакские аргиллиты имеют: К_п=0,18-0,2, К_г=1, карбонатность 0,5–1%. По промысловой классификации относятся к средней категории пород.

Конструкция скважины 79Р рассчитана в соответствии со всеми нормативными документами и представлена ниже.

ТАБЛИЦА 1

Наименование данных	Значение
Номер района строительства скважин (или морской район)	22 «б»
Номера скважин, строящихся по данному проекту	79
Площадь (месторождение, ЛУ)	Кальчинский ЛУ
Расположение (суша, море)	Суша
Статус отводимых земель	Обычный
Цель бурения	Разведка углеводородов
Назначение скважины	Разведочная
Проектный горизонт	абалакская свита, Ю1
Проектная глубина, м	2780
Число объектов испытания в колонне	1
в открытом стволе	2
Вид скважины	Вертикальная
Тип профиля	–
Глубина по вертикали кровли проектного горизонта, м	2760
Категория скважины	вторая
Металлоемкость конструкции, кг/м	43,63
Способ бурения	Роторно-турбинный
Тип буровой установки	БУ-3000 БД (возможно использование других буровых установок при соблюдении п. 2.4.6 ПБ 08-624-03)
Вид монтажа (первичный, повторный)	Повторный мелкоблочный
Вид привода	ДВС
Максимальная масса колонны, т обсадной	77,1
бурильной	81,4
Тип установки для испытаний: для первого объекта	БУ-3000 БД (возможно использование других буровых установок при соблюдении п. 2.4.6 ПБ 08-624-03)
для последующих	БУ-3000 БД (возможно использование других буровых установок при соблюдении п. 2.4.6 ПБ 08-624-03)
Продолжительность цикла строительства скважины, сутки:	
при ликвидации	197,12
при консервации	193,62
в том числе:	
инженерная подготовка площадки с взлётно-посадочной площадкой для вертолётов и временной подъездной дорогой (автозимник)	47
строительно-монтажные работы	50
подготовительные работы к бурению	4
бурение и крепление	41,7
испытание	42,62
ликвидация	4,8
консервация	1,3
рекультивация нарушенных земель	7

ТАБЛИЦА 2

Стратиграфическое подразделение		Интервал, м		Литологическая характеристика
Название	Индекс	от (верх)	до (низ)	
Четвертичные отложения	Q	0	60	Пески, супеси, суглинки, глины торфяники
Туртасская	P ₃ /trt	60	150	Алевриты, пески
Новомихайловская	P ₃ /nm	150	280	Глины, пески, алевролиты, бурый уголь
Атымская	P ₃ /atl	280	345	Пески, глины
Тавдинская	P ₃₋₂ /tv	345	505	Глины, алевриты, пески, бурый уголь
Люлинворская	P ₂ /lv	505	690	Глины, алевролиты, опоки
Талицкая	P ₁ /tl	690	800	Глины, алевролиты
Ганькинская	K ₂ /gn	800	855	Глины, алевролиты, глауконитовые пески
Верхне-березовская	K ₃₋₂ /br	855	940	Глины алевритистые с прослоями опок
Нижне-березовская	K ₁₋₂ /br	940	1020	Глины, алевролиты, опоки
Кузнецовская	K ₁₋₂ /kz	1020	1075	Глины, местами алевритистые
Уватская	K ₁₋₂ /uv	1075	1345	Глины, алевролиты, глины
Ханты-Мансийская	K ₁ /hm	1345	1600	Алевролиты, песчаники, аргиллиты
Викуловская	K ₁ /vk	1600	1810	Песчаники, алевролиты, глины
Алымская	K ₁ /alm	1810	1930	Глины, алевролиты
Черкашинская	K ₁ /chk	1930	2180	Песчаники, алевролиты, глины
Ахская	K ₁ /ah	2180	2700	Глины, песчаники, алевролиты
Баженовская	K ₁ /bg	2700	2760	Аргиллиты битуминозные
Абалакская	K ₁ /ab	2760	2780	Аргиллиты

ТАБЛИЦА 2

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
Разведочная скважина					
Направление	324	0	50	0	50
Кондуктор	219	0	960	0	960
Эксплуатационная колонна	146	0	2780	0	2780

Необходимо отметить, что данные для проектирования являются расчетными. Таким образом, имеем, что интервал залегания абалакской свиты – 2760–2780 м, вмещающие горные породы – аргиллиты, Рпл принято равным 29,4 МПа. По данным промыслово-геофизических исследований имеем, что характер насыщения абалакских отложений – нефть. Градиент пластового давления составляет 0,00981, как и по всему разрезу. Коллектор однородный по литологическому составу пород, слабосцементированный, по фильтрационной характеристике

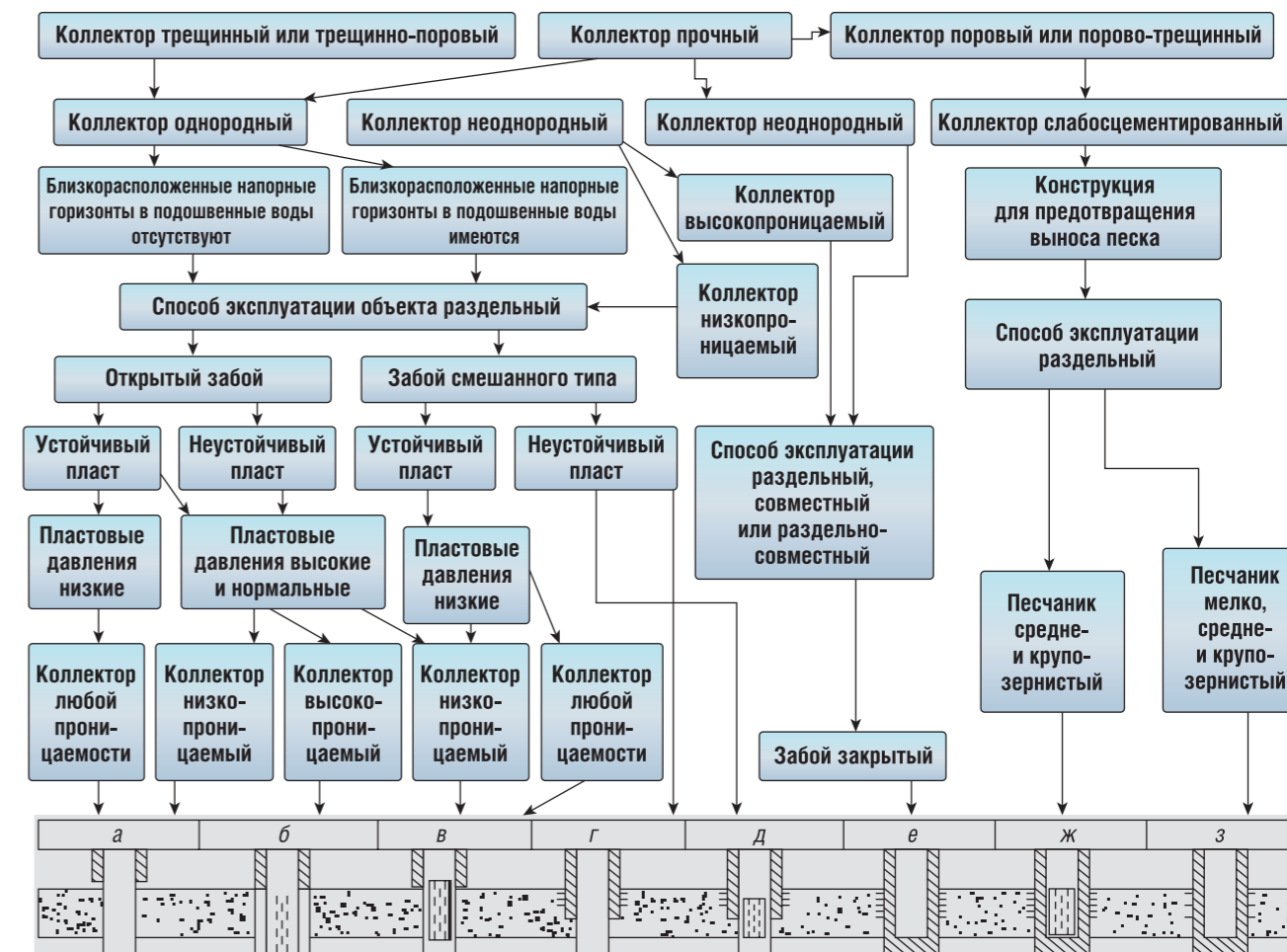
относится к коллекторам пористого типа, характеризуется однородностью насыщения нефтью. Для более полной характеристики залежи в абалакской свите необходимо изучить сейсмический профиль и его интерпретацию для представленного участка.

Вскрытие продуктивного горизонта на тех или иных режимах должно соответствовать методикам, принятым на производстве. Прежде всего, необходимо оценить давление, ожидаемо при бурении разведочной скважины 79Р.

Итак, давление, принятое на основании исследований по соседним скважинам на Кальчинском лицензионном участке, равно 29,4 МПа. Далее необходимо оценить, имеем ли мы дело с нормальным Рпл или же с зонами АВПД либо АНПД. При глубине 2760–2780 м (интервал залегания абалакской свиты), и расчетном давлении, условие grad Рпл = 0,1 МПа/10 м не выполняется. Следовательно, поскольку такое равенство неверно, а левая часть уравнения больше правой, то в этом случае, имеет место быть зона с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Таким образом, необходимо производить бурение на репрессии, когда давление в скважине выше пластового, для того, чтобы не допустить нефтепроявлений.

Поскольку в разведочной скважине 79Р по расчетным данным мы имеем дело с аргиллитами, необходимо выбрать такую конструкцию скважины, чтобы она полностью отвечала требованиям действующих на сегодняшний день нормативных документов, правилам техники безопасности

РИС. 1. Выбор и обоснование конструкции забоя скважины



на месторождении и позволяла получать максимальные дебиты нефти, а также минимизировать возможность возникновения аварии на скважине.

По приведенной классификации имеем, что по проведенным исследованиям вполне возможно оценить весь комплекс параметров скважины для корректного выбора конструкции скважины.

Коллектор прочный (аргиллиты), однородный, близкорасположенные напорные горизонты и подошвенных вод не обнаружено, следовательно, необходимо выбрать отдельный способ эксплуатации. По данным исследования керна, продуктивный пласт является устойчивым, Рпл принято, равным 29,4 МПа (высокое), аргиллит является

непроницаемой вмещающей породой. Таким образом, из приведенных данных следует, что наиболее оптимальным решением при строительстве разведочной скважины на Кальчинском месторождении будет забой смешанного типа. А именно, продуктивный горизонт будет открыт и незацементирован, при этом возможна установка фильтра.

При соблюдении правил техники безопасности, требований нормативных документов и техники исполнения проекта, возможно получить максимально возможные дебиты нефти на скважине 79Р.

Обоснование выбора бурового раствора для вскрытия абалакской свиты (2760–2780 м).

Предположительно для вскрытия этого интервала будет израсходовано 15,46 м³ ингибированного полимерглинистого бурового раствора, плотностью 1100–1130 кг/м³, если принять, что раствор будет расходоваться равномерно при бурении нижнего интервала 2365–2780. Плановое количество бурового раствора для вскрытия нижнего интервала составляет 347,9 м³. Соответственно абалакская свита составляет 4,44% от него.

Поскольку исследуемые продуктивные отложения входят в интервал вскрытия пород в скважине 79Р на ингибированном полимерглинистом буровом растворе (960–2780 м), ниже будет рассмотрена характеристика

ТАБЛИЦА 4

Интервал бурения	Наименование химических реагентов и материалов	Нормативные документы на использование	Назначение	Норма расхода кг/м ³	Потребность компонентов, кг
960-2780	Техническая вода	ОСТ 51-01-03-84 Стандарт Бейкер Хьюз (Baker Hughes)	основа раствора	960,00	334032
	Каустическая сода		регулятор pH	1,50	522
	Мил Пак ЛВ		регулятор фильтрации	0,50	174
	Био-Пак		регулятор фильтрации	1,00	348
	Нью-Дрилл ЛВ		инкапсулятор выбуренной породы	1,00	348
	Сульфатрол		стабилизатор бурового раствора	1,00	348
	Ксанта Гам Д		повышение вязкости	0,20	70
	Карбонат кальция		микрокольматант	10,00	3479
	Нью-Трол		регулятор фильтрации	1,00	348
	Нью-Тин		дефлокулянт	0,30	104
	ТПФН		расжижитель бурового раствора	0,20	70
	Верлид		смазывающая добавка	1,00	348
	Бикарбонат кальция		регулятор жесткости	1,00	348
	Глинопорошок бентонит ОСМА		структурообразователь	25,00	8699

параметров для вскрытия отложений, относящихся только к этому интервалу.

Основой для приготовления бурового раствора на всех интервалах вскрытия нефтеносных и непродуктивных пластов является техническая вода (ОСТ 51-01-03-84). Наиболее значимым компонентом при приготовлении ингибированного полимерглинистого раствора для вскрытия нижнего интервала является микрокольматант. Его доля в растворе составляет 39,99%. Более подробная характеристика компонентного состава раствора для вскрытия всех интервалов в скважине приведена ниже. Техника и технология приготовления бурового раствора соответствует требованиям руководящих документов и технике безопасности проведения работ.

Предварительные расчеты показали, что объем бурового раствора, требуемого при бурении разведочной скважины 79Р, составляет 347,9 м³. Из которых для заполнения ствола скважины потребуется 92,1 м³, на поверхности – 92,1 м³, технологические потери составят 163,8 м³, для повторного использования раствор не требуется.

Данный проект предусматривает:

1. Оценку мощности продуктивной залежи;
2. Уточнение характера насыщенности (тип пластового флюида и пластовое давление);
3. Изучение характера изменения свойств (проницаемость, однородность, устойчивость) по мощности продуктивной залежи.

В проекте заложены такие расчеты, как:

1. Обоснование литологических особенностей Кальчинского ЛУ;
2. Результаты исследования керна, как этап выяснения стратиграфической принадлежности горных пород;
3. Выбор и обоснование конструкции забоя скважины;
4. Рекомендуемый буровой раствор.

На основании проекта по вскрытию абалакской свиты Кальчинского месторождения разведочной скважиной 79Р можно получить максимальные дебиты нефти. Главными условиями выполнения всех проектных решений является соблюдение правил техники безопасности, нормативных документов РФ, применяемых при поиске, разведке и добычи полезных ископаемых и внутренних нормативных документов.

ТАБЛИЦА 4

Название (тип) раствора	Объем раствора, м ³					
	всего	для заполнения ствола скважины	на поверхности	технологические потери	на повторное использование	необходимо заготовить
Ингибированный полимерглинистый	347,9	92,1	92,1	163,8	–	347,9



Специализированный завод по производству Мобильных буровых установок и подъемных агрегатов типа «ИДЕЛЬ» грузоподъемностью от 80 до 160 т



Более 2500 установок производства ООО «Идель Нефтемаш» находятся в эксплуатации на территории России и стран СНГ

- Богатый опыт производства;
- Современное и высокотехнологичное оборудование;
- Высококвалифицированные кадры;
- Комплексное решение задач;
- Изготовление буровых установок по индивидуальным техническим требованиям Заказчика



Часть 2. АЧИМОВСКАЯ НЕФТЯНАЯ ТОЛЩА

Одной из основных задач при разработке месторождения является достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН). Кальчинское месторождение находится на поздней стадии разработки, что обуславливает актуальность задач по поддержанию проектных объемов извлечении пластовой нефти. Для более полного представления обо всех особенностях разрабатываемого месторождения необходимо рассматривать все особенности месторождения, включая литологические, петрофизические гидродинамические, геофизические условия недр. В совокупности с показателями разработки и контроле над эксплуатацией месторождения системный подход представляет собой полную информацию по месторождению и возможность изменить некоторые величины в системе разработки,

с целью оптимизации процесса добычи нефти. Такой подход наиболее актуален, особенно, если необходимо добуривать скважины, с целью уточнения геологического строения месторождения и повышения нефтеотдачи пласта, за счет увеличения эксплуатационной сетки скважин. В этой связи необходимо рассмотреть все особенности продуктивных пластов по лабораторным анализам пластового флюида и макро- и микроописания керна.

Рассмотрим вопросы, связанные с доразведкой месторождения путем бурения новых скважин для уточнения строения залежей и перевода разведочных и оценочных скважин в фонд эксплуатационных скважин. Для этого необходимо установить фильтрационно-емкостные свойства пласта для последующего выбора и обоснования буровых растворов,

позволяющих минимизировать загрязнение продуктивного пласта в призабойной зоне и сократить время восстановления проницаемости.

В соответствии с этим рассмотрим влияние технологических процессов первичного и вторичного вскрытия коллекторов на ФЕС коллекторов Кальчинском месторождении.

Лабораторные исследования влияния технологических жидкостей, используемых при строительстве скважин, на коллекторские свойства продуктивных пластов в призабойной зоне являются основным источником информации об особенностях строения недр при выборе и обосновании бурового раствора для вскрытия пластов. Особенно это приоритетно для низкопроницаемых пластов, в которых дополнительные

ТАБЛИЦА 1

Результаты определения физических свойств нефтенасыщенных горных пород Кальчинского месторождения								
№ образца	пласт	интервал отбора керна, м		литологическое описание	пористость, %	проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	водоудерживающая способность, %	плотность, г/см ³
		кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1028	Ач ₁ ¹	2540.8	2555.2	п/к м/з однородный	19.1	22.0	39.0	2.16
387	Ач ₁ ¹	2564	2575	п/к м/з с УРД	19.3	17.3	38.9	2.16
3487	Ач ₁ ¹	2563	2575	п/к м/з однородный	18.5	14.0	39.5	2.13
4791	Ач ₁ ³	2558	2571	п/к м/з однородный н/н	18.1	16.0	37.6	2.17
1048	Ач ₁ ³	2605	2612	п/к м/з однородный	20.3	23.0	41.4	2.13
1046	Ач ₂ ¹	2605	2612	п/к м/з однородный	19.6	18.0	44.1	2.14
4997	Ач ₁ ³	2581	2588	п/к м/з однородный	17.4	22.0	36.5	2.21
3736	Ач ₂ ¹	2617.9	2628.9	п/к м/з однородный	18.4	18.0	24.4	2.17
4788	Ач ₂ ²	2558	2571	п/к м/з	18.7	17.0	37.1	2.17
1037	Ач ₁ ³	2605	2612	п/к м/з н/н	19.4	20.0	39.9	2.15
1039	Ач ₂ ¹	2605	2612	п/к м/з однородный	18.9	19.0	44.4	2.16
4798	Ач ₂ ²	2605	2612	п/к м/з	18.3	15.0	41.8	2.16

ТАБЛИЦА 2

Состав и параметры буровых растворов														
Тип раствора	Состав		Условная вязкость, с	Плотность, кг/м ³	Водоотдача, см ³ /30 мин	Статическое напряжение сдвига, дПа 1 мин/10 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	pH	Коэффициент трения, град через, мин				
	компоненты	концентрация, %								0	1	5	10	15
Flo-Pro	KCl	2.6	87	1080	5.5	43.6/159	-	-	9.5	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4
	NaOH	0.1												
	Flo-Vis	0.7												
	Flo-Trol	0.9												
	X-Cide	0.015												
Полимер глинистый	CaCO ₃	10.5	27	1075.0	38842.0	5.7/6.3	7.5	12	10	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4
	Бентонит	0.9												
	ШКЖ-10	0.4												
	КМЦ-600	0.5												
	ФК-2000	0.25												

гидродинамические сопротивления в призабойной зоне пласта за счет воздействия технологических жидкостей при строительстве скважин могут снизить КИН.

К особенностям геологического строения продуктивных пластов Кальчинского месторождения относятся низкая проницаемость.

По данным лабораторных исследований, проведенных ОАО «СибНИИМП», в таблице 1 приведены результаты определения физических свойств продуктивных пластов Кальчинского месторождения. Средняя проницаемость ачимовских отложений составляет 14–22*10⁻³ мкм².

Зачастую при строительстве скважин применяется полимерные растворы. Также при бурении месторождений в Западной Сибири для вскрытия продуктивных пластов часто применяются биополимерные буровые растворы. В соответствии с приведенными лабораторными исследованиями были рассмотрены варианты применения различных буровых растворов: полимерный и биополимерный. В таблице 2 приведена некоторая информация о рассматриваемых составах буровых растворов.

Проведенные лабораторные исследования на образцах керна Кальчинского месторождения в термобарических условиях, приближенных к пластовым, показали степень воздействия различных буровых растворов

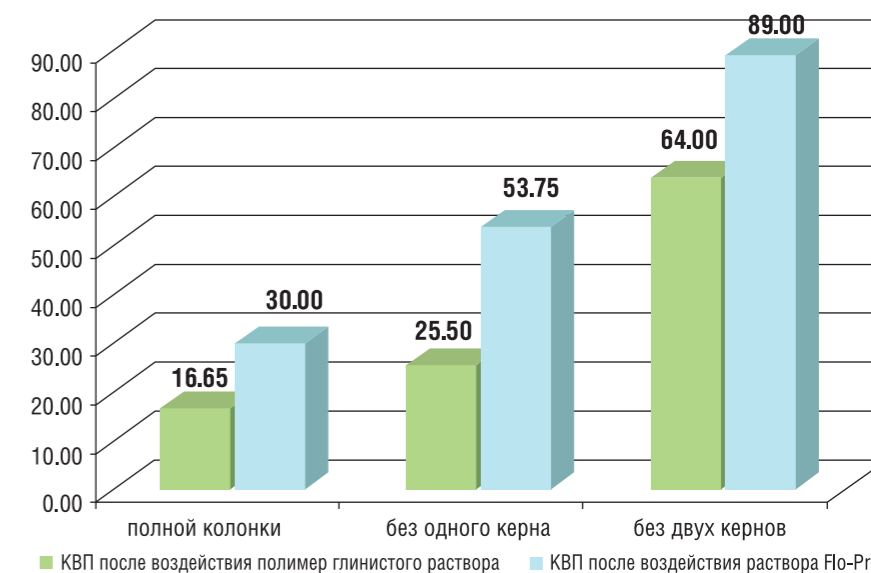
на пласт-коллектор. В таблице 3 приведены данные по результатам исследований влияния буровых растворов.

На рис. 1 представлена динамика коэффициента восстановления проницаемости. На основании лабораторных исследований влияния технологических жидкостей на изменение коллекторских свойств пласта, можно судить, что наряду с геологическими особенностями строения пласта на добычные возможности и коэффициент извлечения нефти оказывают существенное влияние и технологические процессы, связанные со вскрытием продуктивных пластов.

Таким образом, системный подход к анализу применяемых технологий и степени их влияния на достижение запланированных объемов добычи нефти показал, что технология вскрытия продуктивных пластов нуждается в доработке и применении инновационных технологий. Это позволит максимально приблизиться к проектному КИН и разрабатывать залежь в соответствии с минимальными экологическими осложнениями.

Таким образом, на основании исследования керна в лабораторных условиях, при бурении новых скважин на нефть, возможно направить усовершенствование

РИС. 1. Коэффициенты восстановления проницаемости образцов керна после воздействия на них буровых растворов (пласты Ач₁, Ач₂, Ач₃ Кальчинского месторождения)



технологии вскрытия на оптимизацию процессов бурения, что в конечном итоге позволит сохранять исходные ФЕС горных пород.

Такая технология вскрытия продуктивных пластов позволит решение следующих задач:

1. Обеспечение запланированных объемов добычи нефти;
2. Достижение проектного КИН;
3. Бурение дополнительных скважин, с сохранением ФЕС горных пород, на основе исследований керна. ●

Литература

1. Бурение нефтяных и газовых скважин, Ю.В. Вадецкий, Москва, «Академия», 2003.
2. Осложнения при бурении, Н.А. Сидоров, Г.А. Ковтунов, Москва, «Гостоптехиздат», 1959.
3. В.П. Овчинников, В.Г. Кузнецов, О.В. Нагарев, Т.А. Ованесянц. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов. Издательско-полиграфический центр «Экспресс». – Тюмень.
4. Аксенова Н.А., Овчинников В.П., Агзамов, Нагарев О.В. Заканчивание скважин: Учебное пособие. – Тюмень: Изд-во «Экспресс».
5. Овчинников В.П., Грачев С.И., Фролов А.А., Зозуля Г.Л., Фролов А.Л. и др., всего 15 человек. Справочник бурового мастера (справочник) Науч.-практ. пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006.
6. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. РД. М., 1997 г.
7. ГОСТ 1581-96 «Портландцементы тампонажные. Технические условия».
8. РД 39-2-771-82. «Методика обоснования выбора конструкции забоев нефтяных добывающих скважин». МНП, 1982 г.
9. Рекомендации по разработке проектно-сметной документации на строительство скважин разработаны Ассоциацией буровых подрядчиков (лицензия Госгортехнадзора России от 21.02.96 № "0"-2001/4198), согласованы с Госгортехнадзором России письмом № 10-03/797 от 7. 11.99 г.
10. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении. Справочное пособие. Под редакцией А.Г. Калинина, – М.: РГГРУ, 2007. 668 с.
11. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин. ВРД 39-1.13-057-2002, М., 2002.
12. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Кальчинского и Северо-Кальчинского месторождений Тюмень, ЗАО «ТННЦ», 2004.
13. Геология нефти и газа Западной Сибири, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и другие, Москва, «Недра», 1975.
14. «Бурение нефтяных и газовых скважин», Ю.В. Вадецкий, Москва, «Академия», 2003.
15. «Справочник по буровым растворам», А.Я. Рязанов, Москва, «Недра», 1979.
16. «Осложнения при бурении», Н.А.Сидоров, Г.А. Ковтунов, Москва, «Гостоптехиздат», 1959.
17. РД 39-02-399-80. «Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин». Москва, 1982 г.
18. «Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции», М.Я.Рудкевич, «Средне-Уральское книжное издательство, Свердловск, 1976.

KEY WORDS: exploration well Kalchinskoye field, the hydrocarbon feedstock, the bottom of the well, Abalak Suite.

ТАБЛИЦА 3

№ п/п	№ образца	Пласт	Средняя пористость, %	Средняя проницаемость по газу, мкм ² * 10 ⁻³	Средняя водоудерживающая способность, %	Тип раствора	Проницаемость по керосину, мкм ² *10 ⁻³		Условия фильтрации			Коэффициент восстановления проницаемости Кв, %			Давление начала фильтрации, МПа
							полной колонки	одного керна	время, час	объем, см ³	корка, мм	полной колонки	двух кернов	одного керна	
1	1028	Ач ¹	19.1	22.0	39.0	Flu-Pro	9.11	12	13.3	8.6	3.5	36	70.5	98	0.34
среднее			18.97	17.77	39.13										
2	4791	Ач ³	18.1	16.0	37.6	Flu-Pro	11.53	11.52	14	8.6	2	24	37	80	0.27
среднее			19.33	19.00	41.03		10.32	11.76	13.65	8.6	2.75	30	53.75	89	0.305
среднее	4997	Ач ³	17.4	22.0	36.5	Полимер глинистый	9.4	10.46	15	10	8	16.8	28	70	0.22
	3736	Ач ²	18.4	18.0	24.4										
среднее	4788	Ач ²	18.7	17.0	37.1										
среднее			18.17	19.0	32.67										
	1037	Ач ³	19.4	20.0	39.9	Полимер глинистый	9.6	11.3	16	11	8	16.5	23	58	0.52
	1039	Ач ²	18.9	19.0	44.4										
среднее	4798	Ач ²	18.3	15.0	41.8										
среднее			18.87	18.00	42.03										
среднее			18.52	18.50	37.35										

Высокоэффективные решения для наливных грузов



РЕКЛАМА

ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

для НЕФТЯНОЙ и ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
Волгоградский проспект, д. 47,
офис № 201
Тел. +7 (495) 783-01-67
E-mail: info@poli.ru
http://poli.ru

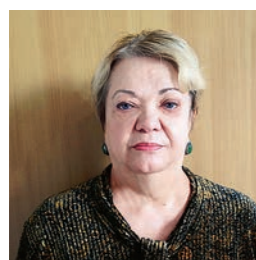
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА



Михайлов Николай Нилович,
Доктор технических наук, профессор РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Кафедра Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений МГУ им. М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра теоретических основ разработки месторождений нефти и газа



Моторова Ксения Александровна,
Инженер 1 категории МГУ им. М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра теоретических основ разработки месторождений нефти и газа



Сечина Лариса Сергеевна,
Старший научный сотрудник Институт проблем нефти и газа РАН

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОДЫ. ОПИСАН ТИП ГЕТЕРОГЕННОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ – МИКРОСТРУКТУРНАЯ СМАЧИВАЕМОСТЬ, КОГДА ГИДРОФИЛЬНЫЕ И ГИДРОФОБНЫЕ УЧАСТКИ СМАЧИВАНИЯ ПРИУРОЧЕНЫ К ОТДЕЛЬНЫМ ПОРАМ И КАПИЛЛЯРАМ, ЧТО ПРИВОДИТ К НЕОДНОРОДНОСТИ СМАЧИВАНИЯ НА УРОВНЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПОР (МИКРОУРОВЕНЬ). ПОКАЗАНО, ЧТО СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА, МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПОРОДЫ И СВОЙСТВА НАСЫЩАЮЩИХ ФЛЮИДОВ ИГРАЮТ РЕШАЮЩУЮ РОЛЬ В ОБРАЗОВАНИИ МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ. РАССМОТРЕН ВОПРОС ОБ ЭКСТРАГИРОВАНИИ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ С ВОССТАНОВЛЕННОЙ СМАЧИВАЕМОСТЬЮ ПРИВОДИТ К ПОЛУЧЕНИЮ НЕДОСТОВЕРНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПОСКОЛЬКУ В ПРОЦЕССЕ ЭКСТРАГИРОВАНИЯ МЕНЯЕТСЯ СМАЧИВАЮЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОВЕРХНОСТИ, ПОВЕРХНОСТЬ СТАНОВИТСЯ БОЛЕЕ ГИДРОФИЛЬНОЙ, А ТАКЖЕ МЕНЯЕТСЯ СТРУКТУРА ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

THIS PAPER DISCUSSES BASIC GEOLOGICAL FACTORS THAT MUST BE CONSIDERED IN WETTABILITY DETERMINATION OF CORES. IT DESCRIBES A TYPE OF FRACTIONAL WETTABILITY – MICROSTRUCTURAL WETTABILITY IN WHICH THE OIL-WET AND WATER-WET SURFACES OF PORES AND CAPILLARIES HAVE VARIOUS WETTABILITY. THE PORE SPACE STRUCTURE, MINERAL COMPOSITION OF THE ROCK AND FLUID PROPERTIES PLAY A VITAL ROLE IN THE MICROSTRUCTURAL WETTABILITY FORMATION. IT ALSO DESCRIBES A POSSIBLE MECHANISM OF MICROSTRUCTURAL WETTABILITY FORMATION THE INDIVIDUAL PORES AND CAPILLARIES

Ключевые слова: смачиваемость, поверхность, коллектор, микроструктура, гидрофильный, гидрофобный, капиллярное давление, расклинивающее давление, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент нефтеотдачи.

В настоящий момент многие нефтегазовые компании испытывают сложности при разработке нефтяных и газовых месторождений, эксплуатация которых ведется многие годы. Основные негативные моменты связаны с прорывом воды при заводнении и увеличением гидрофобизации коллектора в следствии адсорбции компонентов нефти в виде смол, асфальтенов и битума в процессе разработки. Это приводит к снижению темпа отбора углеводородов (УВ), значительному увеличению обводненности и в итоге к снижению конечных показателей углеводородоизвлечения. Существует множество методов воздействия на нефтегазовый

коллектор с целью получения привлекательного в экономическом плане притока углеводородного сырья. Но какой бы метод не был применен, возникает задача по управлению смачиваемостью, которая невозможна без определения реальной относительной смоченности пород водой и углеводородами. Смачиваемость поверхности породы является важным параметром, от которого зависят основные показатели разработки любого месторождения. Гидрофобная характеристика пластов переводит находящиеся в них запасы в разряд трудноизвлекаемых. Пониженное внимание или не учет поверхностных свойств коллектора приводит к нежелательным

УДК 537.533.35; 621.382

РИС. 1. Схема некоторых задач, связанных со смачиваемостью, которые решают специалисты при разработке нефтегазовых месторождений



последствиям при добыче, таким как резкая обводненность добываемой продукции, высокое значение остаточной нефти в пласте, и, как следствие, низкую выработку углеводородов и значительные экономические потери добывающих компаний.

Проблемы учета смачиваемости

Понимание структуры порового пространства и корректной дифференциальной оценки смачиваемости становится в настоящее время актуальнейшей задачей, правильное решение которой откроет новые возможности в более эффективной добыче углеводородов.

В настоящий момент специалисты из различных областей нефтегазовой отрасли испытывают трудности при решении таких задач, как (рис. 1):

1. Корректная оценка смачиваемости с учетом микроструктуры порового пространства.
2. Корректная оценка фильтрационно-емкостных свойств (эффективная пористость, проницаемость, коэффициент связанной воды, коэффициент связанной нефти).
3. Петрофизические связи
4. Моделирование процессов двухфазной фильтрации

(относительные фазовые проницаемости, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения, капиллярное давление, J-функция). В динамических лабораторных экспериментах необходимо использовать естественный керн, т.к. смачиваемость при экстракции керна изменяется и происходит изменение микроструктуры порового пространства.

4. Использование J-функции при моделировании заводнения продиктовано тем, что на образцах породы одного пласта получают разные кривые капиллярного давления и выбор показательной кривой не является однозначным.

РИС. 2. Типизация смачиваемости пород-коллекторов



J-функция дает возможность рассчитать универсальную кривую капиллярного давления, при этом функцию смачиваемости $f(\theta)$ считают постоянной и равной 1 при заданных водонасыщенностях, поверхностном натяжении, пористости и проницаемости. По сути, для расчета универсальной кривой капиллярного давления в этом случае необходимо знать поверхностное натяжение (σ), среднюю пористость (m_{cp}) и проницаемость (k_{cp}), но внутрипоровое строение пласта не однородно, присутствуют поры разного размера, соответственно для каждого образца будет разное распределение пор по размерам, от которого зависит капиллярное давление. Поэтому применение J-функции таким образом в расчетах заводнения не совсем корректно.

5. Корректная оценка коэффициента извлечения нефти. Каким образом учитывать смачиваемость при подсчете КИН, а также в геологических моделях?
6. Моделирование воздействия на пласт (кислоты, поверхностно-активные вещества и др.).

Существующие представления о смачиваемости

Традиционная типизация смачиваемости разделяет тенденцию одной жидкости распространяться или присоединяться к твердой поверхности в присутствии других несмешивающихся жидкостей на гидрофильную, гидрофобную,

нейтральную и гетерогенную (рис. 2). В настоящее время доказано, что до миграции нефти и газа в ловушку слагающие пласт породы были полностью гидрофильными. Гидрофобность коллектора возникает при физико-химическом взаимодействии полярных коллекторов нефти породой коллектором. Гетерогенная смачиваемость возникает в следствии того, внутренняя поверхность пор состоит из различных минералов с различными химическими и адсорбционными свойствами, в следствии чего компоненты нефти избирательно адсорбируются на поверхности.

При движении многокомпонентных смесей, таких как газ, конденсат, нефть, через горные породы происходит их селективное осаждение во внутривпоровом пространстве в результате целого ряда процессов. Соответственно, одна часть поверхности оказалась занята адсорбированными УВ, другая часть – адсорбированной водой. Смешанная смачиваемость является видом гетерогенной смачиваемости, когда гидрофобные поверхности образуют сквозные пути по крупным порам, а мелкие остаются гидрофильными (Salathiel).

В естественных условиях гидрофобность смешанных по смачиваемости кернов может быть связана как с большими, так и с малыми порами. А микроструктурная смачиваемость [14] возникает, когда гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к отдельным порам и капиллярам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор (микроуровень). Распределение гидрофобных и гидрофильных участков, их число и чередование зависят от природы породообразующих минералов, структуры порового пространства, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и содержания в нем погребенной (реликтовой) воды.

Микроструктурная смачиваемость приводит к необычным явлениям при двухфазной фильтрации и требует специального учета для обоснования технологий извлечения углеводородов из пластов. Выявлено, что микроструктурная смачиваемость влияет на фазовую и относительную фазовую проницаемости, капиллярное

давление, неподвижную водо- и нефтенасыщенность и в конечном итоге обуславливает углеводородоотдачу пласта [21]. Микроструктурная смачиваемость обычно характеризуется коэффициентом гидрофобизации θ_n , который показывает долю площади поверхности, занятой адсорбированными [2].

Геологические аспекты, формирующие смачиваемость

Минеральный состав породы.

Смачиваемость зависит от минерального состава внутривпоровой поверхности. На смачиваемость влияют уровень карбонатности и наличие глинистых минералов. По данным лабораторных испытаний [28] образцы с высокой степенью (выше 38%) карбонатности более гидрофобны, и наоборот, образцы с низкой карбонатностью более гидрофильны. Высокое объемное содержание глины в гидрофильной породе также приводит к изменению смачиваемости. При этом адсорбция асфальтенов на глине в 4,5 раза меньше, чем на известняках. Но из-за большой удельной поверхности глины могут адсорбировать много асфальтенов [8].

Для терригенных коллекторов гидрофобизация поверхности возрастает с появлением карбонатного цемента. В известняках, кроме обычной адсорбции молекул поверхностно-активных углеводородов, возможно их хемосорбция, которая сопровождается образованием на поверхности новых соединений, например нафтенов кальция. Для коллекторов, содержащих газоконденсат, частичная гидрофобизация поверхности вероятна вследствие их «высушивания», выпадения конденсата в пористой среде при изменении первоначальных термодинамических условий в залежи [17].

Степень адсорбции углеводородов зависит от типа глинистых минералов, дисперсности, состава тяжелых фракций нефти, уровня водонасыщенности, типа обменного катиона и типа растворителя (т.е. от состава сырой нефти). Изначально глины в нормальных условиях гидрофильны. В результате адсорбции тяжелых фракций

нефти (смолы и асфальтены), они гидрофобизируются. В результате чего образуется глинисто-органический комплекс, гидрофобный и очень устойчивый. Таким образом, поверхность стабилизируется относительно диспергирования и миграции. Это явление приводит к изменению смачиваемости и сопровождается снижением набухания, снижению адсорбции поверхностно-активных веществ при обработке пласта, способности к катионному обмену и сокращению площади поверхности.

На адсорбцию углеводородов на глинистых минералах влияет [26]:

1. Тип глинистого минерала в составе породы и его количество. Монтмориллонит и вермикулит, обладающие высокой способностью к катионному обмену, будут мешать распространению закачки с использованием активных химических добавок. Присутствие в составе породы каолинита и иллита снижают проницаемость вследствие низкой катионной активности и формы частиц, т.к. возникает диспергирование и миграция частиц;
2. Состав тяжелой фракции нефти, которая имеет большой молекулярный вес за счет наличия смол и асфальтенов. Взаимодействие с глинистыми частицами будет зависеть от дипольных видов ионов в асфальтенах и смолах и от крупной конденсационной структуры ароматического кольца. За укрепление адсорбционной связи между минералами и нефтью отвечает электронное взаимодействие с кислородом на поверхности;
3. Уровень водонасыщенности. Адсорбция на глинистых минералах снижается с ростом водонасыщенности, но не прекращается полностью. Если керн сухой, то адсорбция протекает быстрее. Адсорбция в данном случае протекает согласно изотерм Ленгмюра адсорбции первого типа. Но адсорбция асфальтенов в присутствии воды не стабилизирует глины;
4. Тип обменного катиона. Двухвалентные катионы вызывают большую адсорбционную активность по отношению к углеводородам;
5. Тип растворителя. Такие растворители, которые могут ионизировать асфальтены, как нитробензин, вызывают большую адсорбцию, чем ароматические растворители схожие по характеру с асфальтенами. Следовательно, также важна природа пластовой

(сырой) нефти, действующей как текущий растворитель для тяжелых фракций.

Таким образом, при взаимодействии глинистых минералов с тяжелыми фракциями нефти, поверхность покрывается адсорбированной углеводородной пленкой, причем это покрытие неравномерное. Данный слой стабилизирует поверхность, в результате которой снижается адсорбционная активность по отношению к воде, то есть поверхность становится устойчивой к воде, снижается набухание, способность к катионному обмену, снижается дисперсия (разрушение породы) и миграция частиц, адсорбция ПАВ.

Влияние ионообменной способности на гидрофобизацию

На терригенных образцах Ново-Уренгойского месторождения, в которых присутствовали глинистые минералы-алюмосиликаты, такие как монтмориллонит, гидрослюда и смешаннослойные хлорит-гидрослюдистые образования, изучалось влияние типа глинистого минерала-алюмосиликата и его количество на степень гидрофобизации. Для этого образцы насыщали индивидуальными углеводородами различного строения, такими как гексан, гептан, декан, изооктан, циклогексан, а также продукты переработки нефти. Определяющим фактором влияния поверхности на адсорбцию УВ является количество и вид алюмосиликата. С увеличением содержания фракции меньше 1 мкм, адсорбция углеводородов увеличивается. При увеличении емкости обмена, количество адсорбционно-связанных углеводородов уменьшается. Наименьшей адсорбционной активностью по отношению к УВ у образцов, содержащих монтмориллонит [15].

Структура порового пространства и гидрофобизация

Одной из важнейших задач обоснования наличия микроструктурного характера распределения насыщающих флюидов в поровом пространстве является возможность сопоставить коэффициент гидрофобизации со структурой порового пространства,

ТАБЛИЦА 1. Коэффициент природной гидрофобизации карбонатных пород Тэдинского месторождения и терригенных пород месторождения Новый Уренгой

Месторождение Тэдинское		Месторождение Новый Уренгой	
№ образца	θ_n , доли единиц	№ образца	θ_n , доли единиц
1	0.728	1	0.077
2	0.610	2	0.115
3	0.767	3	0.048
4	0.759	4	0.089
5	0.738	5	0.026
6	0.568	6	0.015

в частности с распределением пор по размерам. В качестве примера были выбраны образцы Тэдинского нефтяного и Ново-Уренгойского газоконденсатного месторождений. На данных образцах были определены коэффициенты гидрофобизации (табл. 1) и кривые капиллярного давления.

Далее с помощью кривых капиллярного давления рассчитаны распределение пор по размерам для каждого образца. Зная процентное содержание пор определенного размера и коэффициент гидрофобизации для каждого образца, можно выявить тенденции в изменении степени гидрофобизации в зависимости от содержания пор определенного радиуса. Данные тенденции имеют совершенно разный вид. Природная гидрофобизация терригенных образцов месторождения Новый Уренгой с увеличением содержания пор радиусом 21,6; 7,68 мкм увеличивается, а при увеличении содержания пор радиусом 12; 2,16–0,06 мкм уменьшается. Коэффициент гидрофобизации, полученный для карбонатных образцов Тэдинского месторождения, уменьшается при увеличении содержания пор размером больше 7,68 мкм. Такая же зависимость прослеживается для пор размером 0,504 – 0,06 мкм. Для пор размером 4,32 и 2,16 мкм наблюдается обратная зависимость – чем больше содержание пор такого размера, тем больше коэффициент гидрофобизации. Однако, есть размеры пор, увеличение содержания которых не влияет на коэффициент гидрофобизации. Таким образом наглядно продемонстрировано наличие сложной микроструктурной смачиваемости [16].

История формирования, разрушения и вторичного образования залежей углеводородов

В процессе гидрофобизации уменьшается количество свободных пор, а нефть занимает поры разного размера и в разных формах (пленочная, менисковая, контактная), изменяется конфигурация порового пространства (в присутствии углеводородов конфигурация сглаживается). Эти явления приводят к необходимости детально изучить физику гидрофобизации на микроуровне, т.к. они формируют микроструктурную смачиваемость. В результате адсорбции активных компонентов нефти на поверхности нефтевмещающих пород формируются участки с измененной смачиваемостью.

Возникновение микроструктурной смачиваемости определяется стадиями формирования и изменения залежей углеводородов. Можно выделить следующие этапы: первичное замещение воды нефтью (первичный дренаж); адсорбционное взаимодействие нефти с минералами, слагающими внутривпоровую поверхность; периодическое заполнение ловушки водой (спонтанная пропитка); изменение пластового давления (вынужденная пропитка; последующее внедрение нефти (вторичный дренаж). Все эти этапы формируют структуру природного нефтенасыщения коллектора [20]. На уровне отдельных пор расположение нефти и воды контролируется капиллярными силами, величина которых зависит от локальных радиусов кривизны границы раздела фаз и наличия водонепроницаемых пленок на поверхности пор.

Капиллярное давление P_c на уровне отдельной поры в соответствии с уравнением Юнга-Лапласа зависит от главных радиусов кривизны r_1 и r_2 и поверхностного натяжения (σ). Однако в процессе формирования залежи нефть замещает воду не полностью, и в некоторых частях поры остается вода, образуя смачивающую пленку на внутриспоровой поверхности. Эта пленка, толщиной h генерирует раскливающее давление $\Pi(h)$, обусловленное силами Дерягина, которые необходимо учесть в капиллярном давлении. Соответственно, расширенное соотношение Юнга-Лапласа для капиллярного давления будет (формула 1):

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) + \Pi(h) \quad (1)$$

Раскливающее давление $\Pi(h)$ зависит от толщины смачивающей пленки h . Для тонких пленок (~ 100 нм) величина $\Pi(h)$ велика по сравнению с другими членами соотношения (1). Для плоских участков пленки равновесное капиллярное давление $P_c = \Pi(h)$.

Раскливающее давление контролирует и локальный угол смачивания (θ) [32].

$$\cos \theta - 1 = \frac{1}{\sigma} \left[\int_0^{h_p} \Pi(\xi) d\xi - (h_p - h) \Pi(h) \right], \quad (2)$$

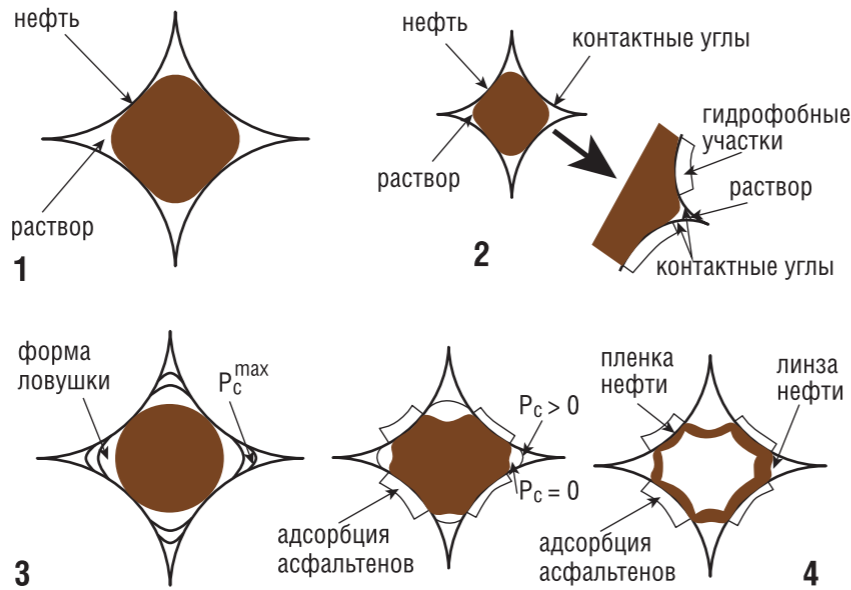
где h , h_p – равновесная и базовая толщина пленки раскливающего давления; ξ – фиктивная переменная интегрирования. В соотношении (2) $h_p/a_m \ll 1$ (a_m – средний радиус окружности, вписанной в пору). Для толстых пленок $\theta = 0^\circ$, для тонких $0 < \theta < 90^\circ$.

Из соотношения (2) следует, что локальный угол смачивания (θ) зависит от конфигурации кривизны внутриспорового пространства и характера параметров пленки при замещении воды нефтью. Рассмотрим различные этапы формирования залежи.

1. Первичный дренаж и адсорбция асфальтенов.

В природный полностью водонасыщенный коллектор (все поверхности и углы пор заполнены водой) начинает поступать нефть. Нефть занимает центральную часть поры, в углах по-прежнему остается вода. При этом капиллярное давление увеличивается, пленки воды истончаются и раскливающее давление увеличивается. У каждой поры свое

РИС. 3. Схема процесса образования микроструктурной смачиваемости



1 – гидрофильная пора после проникновения нефти, 2 – пора со смешанной смачиваемостью, 3 – самопроизвольная пропитка, 4 – вынужденная пропитка

капиллярное давление на входе, которое задается уравнением 3 (для звездных пор с углом смачивания $= 0^\circ$, капиллярное давления входа задается уравнением 3). Также каждая размерная пора имеет свое критическое капиллярное давление, которое задается уравнением 4. При достижении его, пленка воды становится нестабильной и подверженной истончению и разрыву [32].

Рассмотрим модель поры в виде симметричной звезды (рис. 3), когда четыре стержня или песчинки, соприкасаясь друг с другом, образуют сечение, в центр которого можно вписать окружность. Гравитационными и концевыми силами пренебрегают.

В самых крупных порах капиллярное давление высокое, в них не происходит адсорбция асфальтенов на начальном этапе дренажа, поскольку они защищены толстыми пленками воды, через которые асфальтены не могут проникнуть. Нефть поступает в поры среднего размера, при этом пленки воды истончаются до молекулярных, а углы пор остаются водонасыщенными. Самые маленькие поры, которые не заполнились нефтью, стали полностью заполнены водой (рис. 3.1).

$$\frac{a(P_c)^e}{\sigma} = 1.86 \quad (3)$$

$$P_c = \Pi^{max} - \sigma(\sqrt{2}-1)/a, \quad (4)$$

где a – радиус вписанной в звездообразную пору окружности, $(P_c)^e$ – капиллярное давление на входе в пору, σ – поверхностное напряжение, Π^{max} – критическое раскливающее давление, P_c – капиллярное давление.

Таким образом, мы получили смешанную смачиваемость на уровне отдельной поры (рис. 3.2).

2. Спонтанная пропитка.

При изменении условий формирования залежи или её частичного разрушения капиллярное давление уменьшается и вода начинает впитываться самопроизвольно. По мере уменьшения капиллярного давления мениски в порах образуют вписанную окружность (рис. 3.3а), которая не стабильна. И нефть начинает разделяться на цилиндры с полусферическими основаниями, насыщенных водой. Эти цилиндры уже не зависят от капиллярного давления и попадают в ловушки. В случае микроструктурно-смачиваемых пор спонтанная пропитка имеет слабо выраженный процесс (рис. 3.3б). В этом случае средние поры в центре содержат нефть, а в углах – раствор.

Таким образом, геологические процессы перестроения залежей углеводородов приводят

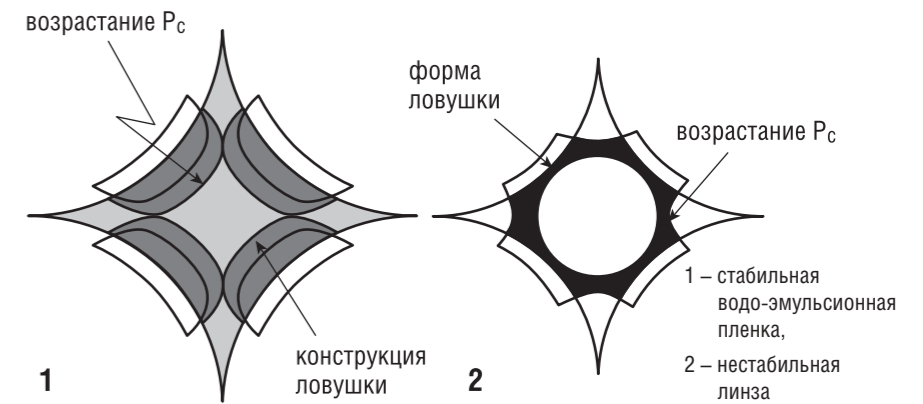
к изменению характеристик микроструктурной смачиваемости.

3. Вынужденная пропитка.

Во время проникновения воды в породу, самые маленькие поры заполнены раствором, а самые большие – нефтью, попавшей в ловушки на стадии самопроизвольной пропитки (которые раньше были насыщены водой). В этом случае давление водной фазы превышает давление нефтяной фазы и, следовательно, капиллярное давление становится отрицательным. В этом случае нефть будет находиться в углах пор, а раствор будет занимать центральную часть стенки пор (рис. 3.4). Считают, что эта пленка стабильна, а раскливающее давление нефти отталкивающее. Поэтому внутриспоровая твердая поверхность полностью насыщена нефтью. По мере уменьшения капиллярного давления в отрицательную область, нефть стекает с линзы и когда линза почти не содержит нефть, две поверхности вода-нефть встречаются.

Далее возможно два варианта поведения нефтяной линзы: 1. линза становится нестабильной и рвется. Небольшое количество нефти из линзы проходит через непрерывную нефтенасыщенную поверхность к ближайшим порам и распределяется поровну между остальными линзами нефти; 2. пленка как водонефтяная эмульсия создает мост, который соединяет углы пор. Эта пленка стабильна при заданном капиллярном давлении. Если пленка не стабильна в заданном диапазоне капиллярного давления, то происходит вариант 1. В любом случае нефтенасыщенность будет уменьшаться до остаточной. Насыщенность фазами в зависимости от размера пор при смешанной смачиваемости будет выглядеть так: нанопоры остаются заполнены раствором, в них не смогла войти нефть (размеры пор меньше размеров молекул углеводорода), поры среднего размера (смешанно-насыщенные) полностью заполнены водой, кроме небольшого количества нефти в виде тонких нефтяных пленок вдоль твердой поверхности поры или в виде тонких водонефтяных эмульсионных пленок, которые охватывают каждый уголок поры, а самые большие по величине поры полностью насыщены водой.

РИС. 4. Схема вторичного дренажа в микроструктурно-смачиваемой поре



4. Вторичный дренаж.

Вторичный дренаж для нефтяной линзы будет протекать по-разному. В микроструктурно-смачиваемых порах в случае неустойчивой нефтяной линзы нефтяные пленки сгущаются (рис. 4.1). По мере увеличения капиллярного давления нефть продолжает внедряться вдоль стенок пор. Водный раствор (который находится в центре поры) перестраивается в цилиндрические основаниям, которые охватывают сечение пор. В результате этого раствор больше не имеет сплошную структуру, становится прерывным в центре пор, а нефть сохраняет свое местоположение (как нефть в ловушках).

В микроструктурно-смачиваемых порах нефть также проникает в большие, насыщенные водой поры (как и в случае самопроизвольной пропитки). Эта нефть присоединяется к остаточной нефти, которая находится в ловушках. Описанный процесс длится до момента достижения максимального капиллярного давления.

В случае стабильных водонефтяных эмульсионных пленок нефть располагается в углах пор (рис. 4.2). После достижения неустойчивого положения в центре поры, раздробленная нефть вытекает, а вода также теряет сплошную структуру и образует форму цилиндра с полусферическими основаниями, как и в первом случае.

С увеличением капиллярного давления нефть поступает в водонасыщенные поры и соединяется с остаточной нефтью, которая была захвачена. При этом капиллярное давление

увеличивается до максимального. В обоих случаях отсутствуют молекулярные пленки воды.

Насыщенность фазами в зависимости от размера пор будет выглядеть так: в микроструктурно-смачиваемых порах (средние поры) в углах пор будет находиться раствор, в центре поры раствор прерывается, а также присутствуют непрерывные нефтяные пленки. В крупных порах нефть будет располагаться в центре поры, а в углах пор-раствор с пленкой воды на стенках.

Таким образом, если водонефтяная эмульсионная пленка стабильна, то раствор формируется при положительном капиллярном давлении. Если водонефтяная эмульсионная пленка нестабильна, то раствор формируется при отрицательном капиллярном давлении.

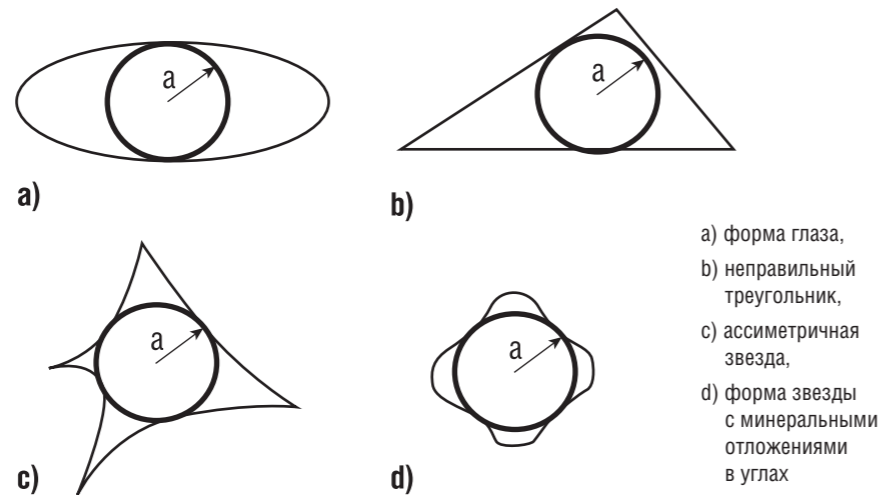
Рассмотренная модель микроструктурной смачиваемости имеет пять важных параметров, которые могут быть определены в реальных условиях: максимальное капиллярное давление на входе, минимальное капиллярное давление на входе, максимальное раскливающее давление, форма пор и распределение пор по размерам. Максимальное капиллярное давление на входе. При первичном дренаже с увеличением максимального приложенного капиллярного давления разрываются толстые пленки воды до молекулярных и поверхность пор становится нефтенасыщенной. Эта формулировка согласуется с результатами Salathiel. Когда все толстые пленки воды разорваны и нет длинных водных путей, капиллярное давление начинает

снижаться до минимального и далее стремиться к нулю. При этом смешанная смачиваемость пор сохраняется, так как в обоих случаях поведения нефтяной линзы углы по-прежнему остаются насыщенными водой. *Форма пор* также оказывает значительное влияние на распределение насыщающих фаз. Например, в вогнутых формах пор (форма глаза, рис. 5a) тонкие пленки раствора выравнивают стенки самых крупных пор, поэтому крупные поры становятся смешанно-смачиваемыми. В выпуклой форме пор (симметричная звезда, рис. 3) тонкие пленки раствора также находятся в самых крупных порах. Форма пор в виде неравностороннего треугольника (рис. 5b) нарушает целостность пленок воды и все поры становятся нефтенасыщенными. В таких порах остаточная нефтенасыщенность будет меньше, чем в порах в виде симметричной звезды и глаза. В порах в виде асимметричной звезды (рис. 5c) будет меньшая адсорбция нефти и более высокая нефтедобыча. У пор в форме симметричной звезды со скругленными углами (рис. 5d) (минералы располагаются между нефтенасыщенными, поскольку из-за скругленной формы углов раствор не будет задерживаться в них даже при высоком капиллярном давлении. *Распределение пор по размерам.* При уменьшении соотношения большого размера пор к малому количеству остаточной нефти уменьшается [9]. Чем больше пор среднего размера (смешанно-смачиваемых), тем больше извлекаемой нефти. Если из распределения пор по размерам убрать самые маленькие поры (микропоры и маленькие трещины), которые остаются насыщенными водой, то остаточная водонасыщенность уменьшается, при этом формы кривых капиллярного давления не изменяются, а просто сдвигаются влево, параметры смачивания также не изменятся.

С помощью изотерм раскливающего давления возможно моделировать системы с самой разной микроструктурной смачиваемостью, в том числе когда одна часть внутрипоровой поверхности водонасыщена, а другая – нефтенасыщена.

Изучая тонкое взаимодействие между формой поры и

РИС. 5. Альтернативные формы поперечного сечения



химии тонких пленок можно предсказать микроструктурную смачиваемость. Например, самые крупные звездообразные поры предотвращают адсорбцию асфальтенов из-за покрытия стенок толстым слоем воды, поэтому в таких порах образование смешанной смачиваемости затруднено. С другой стороны, на стенках средних звездообразных пор присутствуют молекулярные тонкие пленки воды, которые позволяют беспрепятственно адсорбироваться асфальтенам на стадии первичного дренажа, что приводит к возникновению смешанной смачиваемости. Самые маленькие звездообразные поры остаются водонасыщенными, в них нефть никогда не проникала.

В период высокоэффективного заводнения смешанно-смачиваемой системы образуются густые пленки или ручьи нефти, которые наряду с образованием пленок нефти также заполняют углы пор. Дренаж нефти проходит очень медленно. Остаточная нефтенасыщенность может возникать в водонасыщенных областях, т.к. часть ее отделяется. Неснижаемая водонасыщенность формируется аналогичным способом.

Выводы, полученные из анализа механизмов микроструктурной гидрофобизации согласуются с результатами авторов [Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С., 2009, Anderson W.G., 1986, Al-Yousef, H.Y., P.M. Lichaa, A.U. Al-Kaabi, and H. Alpustun., 1995, Mitchell A. G., Hazell L. B., and Webb K. J., 1990, Radke C.J., Kovscek A.R., and Wong H., 1992, Robin M., Rosenberg E., Omar Fassi-Fihri. 1995], которые

также детально изучали смешанную смачиваемость на поровом уровне с помощью крио-сканирующего микроскопа. Наряду с выявленными закономерностями адсорбции углеводородов в зависимости от формы, размера и распределения пор, они также исследовали влияние минералогического состава (состав и размер частиц, присутствие глин) внутрипоровой поверхности на адсорбцию водной и нефтяной фазы. В результате этих исследований были сделаны выводы о том, что состав породы также существенно влияет на адсорбционные процессы. В частности, в выдержанных в нефти терригенных образцах присутствие в составе каолинита способствовало адсорбции нефти на этих частицах, причем эта адсорбция происходила селективно, а иллит взаимодействовал только с соленым раствором. Для карбонатных образцов существенное влияние на формирование микроструктурной смачиваемости оказывают размер пор и их распределение: нефть вторгается в крупнейшие поры, в то время как мелкие могут оставаться без нефти вследствие недостаточного капиллярного давления. Выдерживание может затем привести к адсорбции полярных соединений нефти на открытых поверхностях непосредственно или через тонкую пленку раствора. Эти поверхности затем становятся гидрофобными [Robin M., Rosenberg E., Omar Fassi-Fihri., 1995]. Изучая карбонатные породы месторождения Саудовской Аравии, авторы [Al-Yousef, H.Y., P.M. Lichaa, A.U. Al-Kaabi, and H. Alpustun., 1995] показали, что нефть

не попадает в поры малого размера не только из-за недостаточного капиллярного давления и времени состаривания, а еще потому, что размер поровых каналов меньше, чем частицы асфальтена, поэтому большие поры и каналы смочены нефтью, а маленькие – водой. Процесс состаривания образцов приводит к тому, что нефть свободнее проникает в поровое пространство и распределяется по стенкам пор. При таком состоянии нефть может проникнуть в микропоры размером 1–10 мкм.

Геохимические аспекты, формирующие смачиваемость

Гидрогеология Ph, солёность воды

При частичном насыщении вода заполняет поры не полностью, что приводит к образованию пленок, менисков и капиллярного давления. Остаточная вода имеет неодинаковый характер распределения: в виде пленок различной толщины она располагается в крупных и мелких поровых каналах, заполняет углы и извилистые участки и почти полностью занимает мельчайшие поры размером менее 1 мкм. Именно этим объясняются столь различные величины толщины пленки связанной воды (от 0,01 мкм до 0,857 мкм) [3].

Контакт между сырой нефтью и породой зависит от стабильности водной пленки между поверхностями и сырой нефтью. В области контакта тонкие пленки принимают форму твердой поверхности, за исключением измененной шероховатой поверхности. Устойчивость водных пленок между сырой нефтью и поверхностью горной породы способствует предотвращению адсорбции водонерастворимых компонентов. Если же пленка не стабильна, полярные компоненты нефти будут напрямую адсорбироваться на поверхности горной породы. Стабильность водной пленки определяется показателем нейтральности pH, концентрацией раствора и составом. [24, 25, 29]

Формирование и условия устойчивости тонких пленок воды в пористых средах можно рассмотреть в рамках теории Дерягина-Ландау-Фервея-Овербека (ДЛФО) [5, 31]. Коллоидные

частицы в растворе вследствие броуновского движения могут беспрепятственно сближаться друг с другом, пока не соприкоснутся своими жидкими диффузными оболочками или слоями. При этом между ними не возникает никаких сил взаимодействия. Для дальнейшего сближения частицы должны деформировать свои диффузные оболочки, чтобы произошло их взаимное перекрывание (или проникновение друг в друга). Но жидкости плохо сжимаются, и в ответ на деформацию с их стороны появляются так называемые силы раскливающего давления, препятствующие осуществлению данного процесса. Причем чем больше размеры диффузного слоя, тем значительно сильнее раскливающего давления. На прослойку жидкости толщиной h действуют три дальнедействующие силы, которые в сумме описывают изотерму раскливающего давления $\Pi(h)$. Молекулярные силы $\Pi_m(h)$ и $\Pi_c(h)$ структурные силы (силы, отвечающие за образование граничных слоев) обеспечивают притяжение тел, и ионно-электростатические силы $\Pi_e(h)$, которые связаны с образованием вблизи любой заряженной межфазной границы диффузного ионного слоя. Диффузионный ионный слой образуется за счет спонтанного перераспределения ионов под действием избыточных зарядов поверхности. Ионно-электростатические силы могут быть как положительно так и отрицательно заряженными и вносят значительный вклад в формирование и устойчивость тонких водных пленок. Данная сила возникает в момент перекрытия слоев при их сближении. Если $\Pi_e(h)$ отрицательна, то пленки притягиваются с уменьшением ее толщины h. Толщина пленки уменьшается до минимума, а на некоторых участках поверхности разрушается за счет микроструктурных неоднородностей поверхности.

Если поверхности заряжены одинаково, то поведение $\Pi_e(h)$ имеет два ассиметричных максимума, в этом случае давление может как убывать, так и возрастать. Чем больше давление в максимуме $\Pi_e^{max}(h^{max})$ и шире диапазон положительной волны давления, тем выше устойчивость пленки воды.

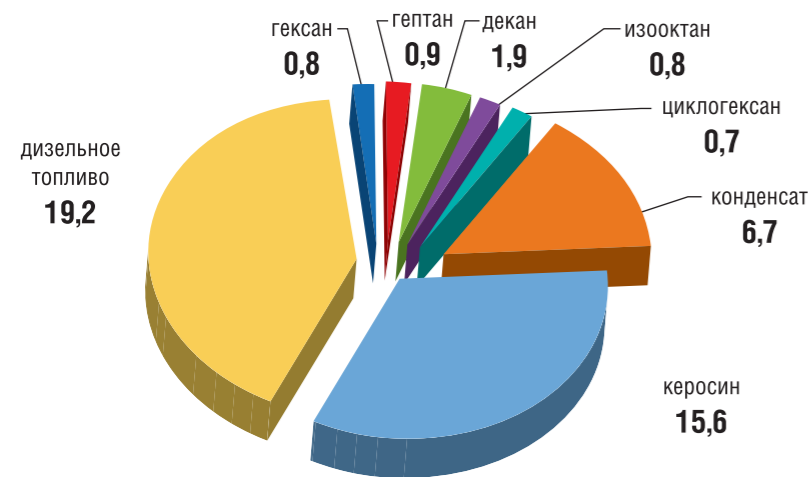
Пластовые воды имеют различную минерализацию. Чем выше концентрация электролита, тем пленка воды становится менее устойчивой. Это происходит за счет адсорбции противоионов и сжатия диффузионного слоя, то есть механическая прочность пленки электролита снижается.

Некоторые результаты по изучению влияния минерализации на степень гидрофобизации отражены в работах [6, 11]. Экспериментально показана зависимость роста гидрофобности поверхности с увеличением минерализации пластовой воды. Важно подчеркнуть, что солевой и ионный состав пластовых вод может претерпевать существенные изменения в процессе образования и последующих трансформаций залежи. Соответственно, микроструктурную смачиваемость формируют не только современные, но и палеогеохимические условия.

Состав нефти, смол, асфальтенов, температура кипения УВ

Любой нефти в большей или меньшей степени присуща поверхностная активность. Состав нефти – главная причина изменения смачиваемости природно гидрофильной поверхности пород-коллекторов, потому что все компоненты, изменяющие смачиваемость, сосредоточены в нефтяной фазе. Такими компонентами являются полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах. Оба эти вещества обладают и гидрофильными, и гидрофобными характеристиками. Существенными факторами, контролирующими адсорбцию асфальтенов и смол на минеральной поверхности, являются: 1) наличие, толщина и стабильность водных пленок на минеральной поверхности; 2) химический и структурный характер минералов, слагающих породу; 3) количество асфальтенов и смол в сырой нефти в виде коллоидных мицелл и агрегатов, а также 5) способность УВ фракции в сырой нефти к стабилизации этих коллоидных агрегатов в нефти и даже растворять их в растворе [27]. Среди поверхностно-активных компонентов нефти выделяют нафтеновые кислоты, асфальтосмолистые соединения и металлпорфириновые комплексы.

РИС. 6. Адсорбция индивидуальных УВ на образцах керна Ново-Уренгойского месторождения



Нами на терригенных образцах Ново-Уренгойского газоконденсатного месторождения исследовалась способность образцов керна, с данным комплексом глинистых минералов, адсорбировать индивидуальные УВ различного строения, такие как гексан, гептан, декан, изооктан, циклогексан, а также продукты переработки нефти. Адсорбция УВ зависит от их структуры [10; 12; 22]. Из УВ с прямой углеродной цепью больше адсорбируются те, у кого длина углеродной цепи больше. Изомеризация соответствующего алкана приводит к уменьшению его доли в адсорбционном слое. Циклизация дополнительно снижает количество адсорбированных УВ (рис. 6).

Для исследованных образцов объем гексана, гептана, декана, изооктана, циклогексана, находящихся в адсорбционном слое, различен. Причем, наименьшей адсорбционной способностью обладает циклогексан, наибольшей – декан. Значительно больше адсорбируются

породой продукты переработки нефти, но зависимость от содержания глинистых минералов-алюмосиликатов и их емкости катионного обмена остается той же, что и для индивидуальных УВ: с увеличением содержания фракции меньше 1 мкм, адсорбция увеличивается и адсорбция больше на смешаннослойных хлорит-гидрослюдистых образованиях.

На карбонатных породах Астраханского и Усинского месторождений нами установлена зависимость степени гидрофобизации от температуры кипения углеводородов. Коэффициент природной гидрофобизации может принимать разные значения – от 1 до 92%. На Астраханском месторождении он изменяется в пределах 1 – 47%; на Усинском месторождении он изменяется в пределах 3 – 92%. Средние значения составляют соответственно 22% и 61%. Образцы пород Астраханского месторождения состоят из кальцита (97%), доломита (2%), нерастворимый остаток составляет

ТАБЛИЦА 2. Физические свойства и групповой состав углеводородов

Углеводороды	Плотность, кг/м³	t, кип. °C	Содержание, % вес.		
			Парафиновые	Нафтеновые	Ароматические
Гексан	654,8	68,7	100		
Декан	730	174,1	100		
Конденсат	744	35-150	49	39	12
Керосин авиационный	780	150-250	40	35	20
Керосин светильный	795	200-290	41	37	29

1%. Образцы пород Усинского месторождения состоят из кальцита (99,9%). Зависимость степени гидрофобизации от состава пород не найдена. То есть, степень гидрофобизации карбонатных пород зависит от состава углеводородного сырья. Для характеристики вклада углеводородов в образование гидрофобной поверхности были отобраны образцы керна Астраханского месторождения из интервала глубин 3874–3904 м. Данный интервал глубин был выбран вследствие того, что коэффициент гидрофобизации принимает здесь самые высокие значения. Изучалась степень гидрофобизации гексаном, деканом, конденсатом, авиационным керосином, светильным керосином. В табл. 2 приведены физические свойства и групповой состав углеводородов, взятых для эксперимента.

В табл. 3 приведены полученные в результате эксперимента значения степени гидрофобизации выбранными углеводородами. Приведены средние значения для исследованных образцов керна из выбранного интервала.

ТАБЛИЦА 3. Физические свойства и групповой состав углеводородов

Углеводороды	θн, доли единиц
Гексан	0,033
Декан	0,472
Конденсат	0,41
Керосин авиационный	0,818
Керосин светильный	0,853

Из таблицы следует, что степень гидрофобизации карбонатных пород увеличивается с увеличением длины цепи углеводородов (гексан, декан) и с усложнением состава углеводородов. Кроме того, установлено, что степень гидрофобизации карбонатных пород зависит от температуры кипения углеводородов (рис. 7).

Сопоставляя данные по искусственной степени гидрофобизации пород различными углеводородами (табл. 3) с естественной гидрофобизацией пород (табл. 4) и, учитывая зависимость степени гидрофобизации от температуры

РИС. 7. Зависимость степени гидрофобизации от температуры кипения углеводородов

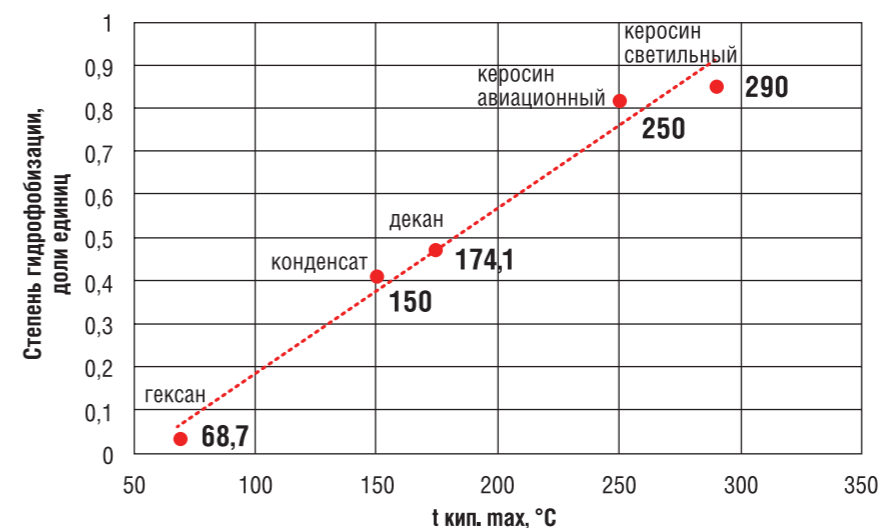


ТАБЛИЦА 4. Значения естественной степени гидрофобизации из выделенного интервала глубин

№ обр.	Глубина, м	θн, доли единиц
1	3874	0,426
2	3881	0,34
3	3885	0,318
4	3890	0,408
5	3892	0,323
6	3894	0,469
7	3896	0,362
8	3900	0,458
9	3904	0,335

кипения углеводородов, можно предположить, что в изученном интервале глубин (3874–3904) Астраханского месторождения находился конденсат со средней температурой кипения 160°C, что соответствует прямогонным дизельным фракциям. Среднее значение естественной гидрофобизации для остальной выборки образцов в интервале глубин 3848–4066 м составляет 0.121, что соответствует конденсату, с температурой кипения до 100°C.

Таким образом, состав и свойства насыщающих пород углеводородов оказывают сильное влияние на процесс гидрофобизации. Следует иметь виду, что углеводородный состав в залежи может меняться в течение геологического периода формирования и изменения залежи, что необходимо учитывать при моделировании смачиваемости.

Взаимосвязь гидрофобизации с фильтрационно-ёмкостными и структурными свойствами

Связь степени гидрофобизации с классом коллектора по эффективной пористости [1]. В зависимости от типа коллектора и свойств насыщающих углеводородов зависимость между эффективной пористостью и степенью гидрофобизации будет разная [13]. Образцы, насыщенные газом или газоконденсатом, адсорбируют углеводороды тем меньше, чем хуже коллекторские свойства, т.е. чем меньше эффективная пористость, а на нефтяном месторождении степень гидрофобизации увеличивается с увеличением эффективной пористости. Однако, индивидуальные связи между гидрофобизацией и пористостью не существует, что говорит о том, что структура порового пространства играет важную роль в формировании микроструктурной смачиваемости.

Связь степени гидрофобизации с проницаемостью

Все породы-коллекторы нефти и газа взаимодействуют с насыщающими флюидами, т.е. являются не инертными по отношению к скелету породы. Поэтому целесообразно использовать понятие «фазовой» проницаемости, которая зависит от абсолютной проницаемости может быть представлена зависимостью

$$K_{\phi} = K_o * F,$$

где F – функция взаимодействия фильтрующихся фаз со скелетом

паста, характеризующая степень изменения проницаемости для конкретной пары флюид/порода при фиксированном характере физических полей. Фазовая и относительная фазовая проницаемости зависят от структуры порового пространства, а конкретнее поры какого размера являются проводящими для данного флюида [13]. Образцы, насыщенные газом или газоконденсатом, адсорбируют углеводороды тем меньше, чем хуже коллекторские свойства, т.е. чем меньше пористость, а на нефтяном месторождении степень гидрофобизации увеличивается с увеличением пористости.

Связь степени гидрофобизации с капиллярным давлением

Степень гидрофобизации зависит от капиллярного давления. Поскольку реальная пористая среда породы не является моделью капиллярных трубок, а также имеет шероховатость и неоднородный минеральный состав, то не существует простой зависимости между капиллярным давлением и двумя разными типами смачиваемости. В процессе формирования залежи углеводородов капиллярное давление претерпевает изменения, это оказывает влияние на формирование адсорбционных пленок воды и углеводородов, их количество, толщину и характер распределения.

Связь степени гидрофобизации с остаточной водо- и нефтенасыщенностью

Остаточная (гидродинамически неподвижная) водо- и нефтенасыщенность определяется структурой порового пространства и характером смачивания внутренней поверхности пор. Адсорбированные на стенках пор флюиды фильтрационно неподвижны, и оценка их содержания может использоваться для расчета общей насыщенности углеводородами и расчета максимального коэффициента извлечения, который учитывает только фактор поверхностных взаимодействий пород и флюидов. Соответственно необходима информация о количественном содержании адсорбированной нефти. Такую информацию можно получить, определив долю площади поверхности пор, занятую углеводородами (коэффициент

гидрофобизации θ_n), и толщину адсорбционного слоя Sw . Тогда коэффициент связанной воды $K_{св}$ (уравнение 6) и коэффициент связанной нефти $K_{сн}$ (уравнение 5) будут равны:

$$K_{с.н.} = \theta_n \cdot Sw; \quad (5)$$

$$K_{с.в.} = (1 - \theta_n) Sw \quad (6)$$

Данные о величине слоев адсорбционно-связанной нефти и адсорбционно-связанной воды в свою очередь можно использовать для расчета общей насыщенности углеводородами и насыщенности подвижными углеводородами [23].

Учёт геологических факторов при определении смачиваемости

В методиках определения фильтрационно-емкостных свойств пород [4; 18; 19] проводят экстрагирование керн с целью отмывки поровой поверхности от углеводородов и солей воды. Далее для имитации естественного состояния насыщенности углеводородами и водой, то есть для восстановления естественной смачиваемости, образец насыщают керосином или моделью нефти месторождения, откуда был отобран образец, при пластовой температуре, а также с учетом создания остаточной водонасыщенности. Использование образцов породы с восстановленной смачиваемостью приводит к получению недостоверных результатов, поскольку в процессе экстрагирования меняется смачивающая характеристика поверхности, поверхность становится более гидрофильной, а также меняется структура порового пространства: увеличивается количество свободных пор, которые ранее были полностью заполнены нефтью (связано как с освобождением от нефти мелких пор, так и с некоторым увеличением размеров частично заполненных нефтью более крупных пор за счет удаления из них высоковязкой нефти углов пор (менисковой), пленочной.), значительно усложняется поверхность пор за счет удаления пленки нефти, сглаживающей конфигурацию пор [7]. Поэтому в лабораторных экспериментах по определению фильтрационно-емкостных свойств важно сохранение естественных геологических параметров пористой среды.

Выводы

Геологические факторы пород-коллекторов являются ключевыми в определении смачивающих характеристик поверхности породы, учет которых даст более реальные представления о свойствах коллектора при разработке нефтегазовых месторождений. ●

Литература

1. П.П. Авдусин, М.А. Цветкова О классификации коллекторов нефти//Докл. АН СССР, новая серия, 1943, т. XVI, В 2, с. 79–81.
2. А.с. 1022005 СССР. Способ определения степени гидрофобизации поверхности пор. – № 3229848/18-25; Заявл. 30.12.80; Опубл. 07.06.83// Открытия, изобрет. 1983. № 21. С. 123. Соавт.: А.Н.Дмитриевский, Танкаева Л.К., Сечина Л.С., Приваленко Н.В.
3. Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа, Москва «Недра», 1977.
4. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 28 с.
5. Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Муллер В.М. Поверхностные силы, М: Наука, 1985 – 398 с.
6. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа. Вестник Пермского Университета №3 (24) 2014.
7. Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Скибицкая Н.А., Гурбатова И.П., Моторова К.А. Результаты электронно-микроскопических исследований влияния микроструктурных факторов порового пространства коллектора на характер насыщения нефтью. Геология нефти и газа №3 июнь 2015г., г. Москва.
8. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 214 с.
9. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов – М.: Недра, 1992. – 270 с.
10. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Савочкина К.А. Влияние адсорбированных углеводородов на физико-химическую активность заглинзированных коллекторов. – М.: Каротажник, №7, 2011, с.173–179.
11. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Изучение микроструктурной смачиваемости Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. Вестник ЦКР Роснедра №4. 2014
12. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов. – Каротажник, №7, 2011, с. 163–172.
13. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. – Георесурсы. Геознергетика. Геополитика, № 1/4, 2009.
14. Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая, Н.А. Семенова. Изучение остаточного нефтенасыщения разрабатываемых пластов /Н.Н. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1990.
15. Н.Н. Михайлов, Л.С. Сечина, К.А. Моторова. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья Георесурсы. Геознергетика. Геополитика 1(5), Москва, 2012.
16. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П., Моторова К.А. Факторы, влияющие

на микроструктурную смачиваемость пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений III Международный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» 20–21 сентября 2011 г., ВНИИнефть, г. Москва.

17. Н. Ю. Нестеренко. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами, Геология нефти и газа №5, 1995.
18. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1981. – 19 с.
19. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1989. – 35 с.
20. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
21. Н.А. Семенова, Л.С. Сечина. Роль микроструктурной смачиваемости в изменении фильтрационных свойств продуктивных пластов. Вестник ЦКР Роснедра, 2/2008, с. 44–49.
22. Сечина Л.С., Еремина Е.И., Сребродольская Т.А., Язынина И.В. Гидрофобизация пород-коллекторов как показатель трансформации углеводородного сырья // К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы VI междунар. конф. М: ГЕОС, 2002. С. 168–171.
23. Скибицкая Н.А. Кузьмин В.А. Большаков М.Н. Марутян О.О. Влияние структуры порового пространства на остаточное нефтенасыщение пород продуктивных отложений месторождений углеводородов/ Электронный журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика» (www.oilgasjournal.ru), Выпуск 1(1), 2010.
24. Buckley, J.S., Takamura, K., Morrow, N.R., 1989. Influence of electrical surface charges on the wetting properties of crude oils. SPE Reservoir Evaluation and Engineering 4, 332–340.
25. Chow, R.S., Takamura, K. Electrophoretic mobilities of bitumen and conventional crude-in-water emulsions using the laser Doppler apparatus in the presence of multivalent cations. J. Colloid Interface Sci. (1988) 125, 212.
26. David M. Clementz, Chevron Oil Field Research Co. Alteration of Rock Properties by Adsorption of Petroleum Heavy Ends: Implications for Enhanced Oil Recovery.
27. Dubey, S. T.; Waxman, M. H. Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces. SPE Reservoir Eng, August 1991.
28. Mitchell A. G., Hazell L. B., and Webb K. J. Wettability determination: pore surface analysis. 1990. September. P. 351–360.
29. Oshima, H., Healy, T.W., и White, L.R.: «Приближение аналитических выражений для электрофоретической подвижности сферических коллоидных частиц и удельная электрическая проводимость их разбавленных суспензий», J.C.S. Faraday Trans. Серия 2(1983).
30. Robin M., Rosenberg E., Omar Fassi-Fihri., 1995 Wettability studies at the pore level: a new approach by use of Cryo-SEM SPE Form. Eval. (1995), 10(1), 11–19.
31. Verwey, E.J.W. and Overbeek, J.Th.G., «Theory of the Stability of Lyophobic Colloids», Elsevier (1948).
32. Wong H., Morris S., and Radke C.J. Three-dimensional menisci in polygonal capillaries// Journal of Colloid and Interface Science. 1992. February. Vol. 148. Issue 2. P. 317–336.

KEY WORDS: wettability, surface, manifold, microstructure, hydrophilic, hydrophobic, capillary pressure, disjoining pressure, reservoir properties, oil recovery factor.



РЕКЛАМА



РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА КОМПЕТЕНТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Классификационное общество. Основано 31 декабря 1913 года. Мировой лидер в области классификации судов ледового плавания и гражданских судов с атомными энергетическими установками.

- Классификация судов и шельфовых объектов различных типов и назначения
- Научные исследования, инновационные решения для суровых климатических условий
- Техническое наблюдение за всем комплексом работ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений



191186, Россия, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8
Тел: +7 (812) 380 2072, 8 800 333 9999, Факс: +7 (812) 314 1087, pobox@rs-class.org, www.rs-class.org

ВЛИЯНИЕ РАЗГАЗИРОВАНИЯ НА ПРОЦЕСС КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ В НЕФТИ

РАССМОТРЕН ПРОЦЕСС ИЗМЕНЕНИЯ ФАЗОВОГО СОСТАВА НЕФТИ ПРИ ЕЕ ДВИЖЕНИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ. СФОРМУЛИРОВАНА СИСТЕМА УРАВНЕНИЙ, ОПРЕДЕЛЯЮЩАЯ УСЛОВИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ ТРЕХФАЗНОЙ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ СРЕДЫ. ПОСТРОЕНА P-T ДИАГРАММА СИСТЕМЫ ГАЗ-НЕФТЬ-ПАРАФИН, ПОЗВОЛЯЮЩАЯ ОПРЕДЕЛИТЬ P-T ОБЛАСТИ СУЩЕСТВОВАНИЯ ЖИДКОЙ И ТВЕРДОЙ ФАЗ ПАРАФИНА В НЕФТИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ОСНОВНЫМ ФАКТОРОМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ПРОЦЕСС КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНА В НЕФТИ ПРИ ПАДЕНИИ ДАВЛЕНИЯ, ЯВЛЯЕТСЯ ВЫДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ (РАЗГАЗИРОВАНИЕ)

THE PROCESS OF CHANGE IN THE OIL PHASE COMPOSITION IS CONSIDERED AS IT MOVES IN THE POROUS ENVIRONMENT TOWARDS THE HORIZONTAL WELL. A SYSTEM OF EQUATIONS IS MADE TO DETERMINE THE CONDITION OF THE THREE-PHASE MULTI-COMPONENT ENVIRONMENT THERMODYNAMIC EQUILIBRIUM. P-T DIAGRAM OF THE GAS-OIL-WAX SYSTEM WHICH ALLOWS DETERMINING THE P-T AREAS OF LIQUID AND SOLID PARAFFIN PHASES EXISTENCE IN THE OIL HAS BEEN BUILT. IT WAS PROVEN THAT THE MAIN FACTOR DETERMINING THE PARAFFIN CRYSTALLIZATION PROCESS IN THE OIL UNDER THE PRESSURE DROP IS THE ALLOCATION OF THE GAS PHASE (DEGASSING)

Ключевые слова: горизонтальная скважина, высокопарафинистая нефть, P-T-диаграмма, кристаллизация, разгазирование.

УДК: 546.212

Кислицын Анатолий Александрович,
д.ф.-м.н., профессор,
Тюменский госуниверситет,
зав. каф. Микро-
и нанотехнологий

Кузнецов Сергей Викторович,
главный специалист,
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Поднебесных Александр Владимирович,
к.г.-м.н.,
главный инженер проекта
компания «ОИЛТИМ»

Поляков Виталий Олегович,
ведущий специалист,
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Шабаров Александр Борисович,
д.т.н., профессор,
Тюменский госуниверситет,
зав. каф. Механики
многофазных систем

Кристаллизация парафина и образование парафиновых отложений – часто встречающийся вид осложнений, возникающих в процессе добычи и транспортировки нефти. Эта проблема особенно актуальна при разработке месторождений с высокопарафинистыми нефтями с применением горизонтальных скважин в условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения нефти газом. В этом случае определяющим механизмом выпадения парафинов становится разгазирование нефти, а обычный температурный механизм в данном случае играет второстепенную роль из-за незначительного изменения температуры по горизонтальному стволу скважины. В статье [1] мы представили результаты экспериментальных исследований по данному вопросу, а в настоящей статье излагаем математическую модель, основанную на исследовании термодинамических процессов.

Физико-техническая постановка задачи

Рассматривается процесс изменения фазового состава нефти при

ее движении в пористой среде (в пласте) к скважине. Нефть рассматривается как многокомпонентная смесь углеводородов: метан, этан, и т.д. – всего N компонентов. В глубине пласта нефть находится в состоянии термодинамического равновесия под внутрискважинным давлением. По мере ее приближения к скважине давление снижается, и в какой-то точке становится меньше, чем давление насыщения газом $P_{нас}$. За счет смещения термодинамического равновесия из нефти начинает выделяться растворенный газ (легкие углеводороды) и выпадать парафин (тяжелые углеводороды), причем эти процессы взаимосвязаны через коэффициенты растворимости, и, кроме того, первый идет с поглощением тепла, а второй с выделением. Требуется определить изменение концентраций компонентов нефти в зависимости от изменяющихся значений давления и температуры.

Основные допущения:

- Все рассматриваемые процессы протекают настолько медленно, что в каждой точке в каждый момент времени существует локальное термодинамическое равновесие фаз;
- Нефть движется горизонтально в однородной пористой среде;
- Естественная температура $T_{пл}$ вдоль пласта постоянна; влиянием теплообмена с кровлей и подошвой на температурное поле в пласте пренебрегается; температура среды меняется только за счет теплоты фазовых переходов;
- Перенос кристаллов парафина нефтью в пористой среде отсутствует: выпавшие кристаллы парафина оседают на «скелете» пористой среды.

Система уравнений

Условием фазового равновесия в многокомпонентной системе, как известно [2], является равенство парциальных термодинамических потенциалов Гиббса φ каждого компонента во всех фазах. Однако, из-за наличия произвольных постоянных в выражениях для внутренней энергии и энтропии, для решения практических задач часто удобнее вместо φ использовать другую термодинамическую функцию, называемую летучестью, или фугитивностью f [3,4]. Аналитическим определением этой величины является дифференциальное уравнение

$$\left(\frac{\partial \varphi}{\partial p}\right)_T = V = RT \left(\frac{\partial \ln f}{\partial p}\right)_T, \quad (1)$$

где φ и V – соответственно термодинамический потенциал и объем, отнесенные к одному молю. Для идеального газа летучесть, очевидно, равна давлению, а для смеси идеальных газов – парциальному давлению каждого компонента. Для реального газа уравнение состояния часто записывают в виде

$$pV = ZRT,$$

где безразмерный коэффициент сжимаемости Z можно представить в форме ряда, коэффициенты которого (коэффициенты вириального разложения) $A(T), C(T), \dots$ зависят от температуры [3]:

$$Z = 1 + \frac{B(T)}{V} + \frac{C(T)}{V^2} + \dots \quad (2)$$

Интегрируя (1), находим соотношение между летучестью и коэффициентом сжимаемости Z [5]:

$$\ln \frac{f}{p} = \int_{p_0}^p \frac{Z-1}{p} dp, \quad (3)$$

где в качестве нижнего предела интегрирования p_0 надо взять настолько низкое давление, чтобы газ можно было считать идеальным. Для конденсированного состояния летучесть приближенно равна давлению насыщенного пара при заданной температуре, с чем связано происхождение данного термина.

При фазовом равновесии (как и при всяком термодинамическом равновесии) локальные значения температуры и давления для всех компонентов и фаз одинаковы, и в этом случае, как следует из определения (1), из равенства термодинамических потенциалов однозначно следует равенство летучестей:

$$\varphi(p_2, T) - \varphi(p_1, T) = RT \ln \frac{f_2}{f_1}. \quad (4)$$

Поэтому условие фазового равновесия можно (и удобнее) записать не в виде равенства потенциалов Гиббса, а в виде равенства летучестей.

Модель смеси жидкость–газ заданного состава

Исходными данными при моделировании являются: давление p , температура T и компонентный мольный состав нефти z_i ($i = 1, 2, \dots, N$); N – количество компонентов в смеси. Требуется найти мольные доли газа V , жидкости L , а также мольные доли газовой y_i и жидкой x_i фаз каждого компонента (всего $2N+2$ величин). Система уравнений может быть записана в виде:

$$f_{iL} = f_{iV}, \quad (5)$$

$$z_i = x_i L + y_i V, \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad (7)$$

$$L + V = 1. \quad (8)$$

В этой системе N уравнений (5) описывают условие термодинамического равновесия каждого компонента в газовой f_{iV} и жидкой f_{iL} фазах; следующие N уравнений (6), а также уравнения (7) и (8), описывают материальный баланс компонентов в фазах. Таким образом, имеется $2N+2$ уравнений для определения $2N+2$ величин,

зависящих от температуры и давления. Летучести компонентов в газовой f_{iV} и жидкой f_{iL} фазах могут быть определены по формуле (3) с помощью коэффициентов вириального разложения $A(T), C(T)$, и т.д., либо с использованием уравнения состояния. Для смеси углеводородов наиболее удачным считается уравнение Пенга-Робинсона [5]:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (10)$$

где $a(T)$ и b – коэффициенты, определяемые экспериментально.

Модель системы жидкость–твердое тело заданного состава

Процесс выпадения парафинов определяется отклонением системы нефть – парафин от фазового равновесия, вызванным изменением летучести жидкой фазы при выделении газа. Молярную долю твердой фазы удобно выразить через константы равновесия твердой и жидкой фаз K_i , которые для каждого компонента рассчитываются следующим образом [5]:

$$K_i = \frac{x_i}{s_i} = \frac{\gamma_{iL}}{\gamma_{iS}} \left(\frac{f_{iL}}{f_{iS}}\right) \exp \left[\int_{p_0}^p \frac{\Delta V_i}{RT} dp \right], \quad (10)$$

где f_{iL}, f_{iS} – летучесть i -го компонента в жидкой и твердой фазах соответственно, x_i, s_i – мольные доли жидкой и твердой фаз каждого компонента, ΔV_i – разница молярных объемов в жидкой и твердой фазах. Величины γ_{iL} и γ_{iS} в формуле (9) – это коэффициенты активности i -го компонента в жидкой и твердой фазах, которые характеризуют отклонение летучести компонентов реального раствора от идеального (подчиняющегося закону Рауля) [3–5]:

$$\gamma_i = \frac{f_i}{x_i f_i^0}, \quad (11)$$

где f_i^0 – летучесть чистого i -го компонента. Коэффициенты активности определяются из экспериментальных данных о растворимости высокомолекулярных компонентов:

$$\frac{\gamma_{iL}}{\gamma_{iS}} = \exp \left[\frac{V_i}{RT} (\delta_{iS} - \delta_{iL}) \right],$$

где δ_{iL}, δ_{iS} – коэффициенты растворимости (Н/м^2) жидкой и твердой фаз i -го компонента. Так

ТАБЛИЦА 1. Компонентный состав глубинной пробы №1 скважина 106

Компонент	Компонентный состав, %		Компонент	Компонентный состав, %	
	массовые	мольные		массовые	мольные
Метан	3.578	39.503	C18	4.436	3.093
Этан	0.053	0.311	C19	3.758	2.483
Пропан	0.006	0.025	C20	3.618	2.272
Изобутан	0.01	0.03	C21	3.236	1.936
Н-бутан	0.007	0.023	C22	3.534	2.019
Изопентан	0.009	0.023	C23	3.254	1.778
Н-пентан	0.015	0.037	C24	3.364	1.763
C6	0.033	0.068	C25	3.214	1.617
C7	0.241	0.426	C26	2.432	1.177
C8	0.985	1.528	C27	2.764	1.288
C9	1.4	1.934	C28	2.43	1.092
C10	1.705	2.122	C29	2.72	1.181
C11	2.373	2.694	C30	2.322	0.974
C12	2.772	2.887	C31	2.151	0.874
C13	3.713	3.574	C32	1.827	0.719
C14	3.912	3.499	C33	1.927	0.736
C15	4.376	3.656	C34	1.873	0.694
C16	3.907	3.061	C35	1.766	0.636
C17	4.232	3.123	Группа 36*	7.931	15.956

же, как и для смеси жидкость – газ, летучести компонентов в жидкой $f_{i,L}$ и твердой $f_{i,S}$ фазах определяются с помощью уравнения состояния. После ряда преобразований расчетная формула для константы равновесия жидкость – твердое тело принимает вид [6]:

$$K_i = \frac{x_i}{s_i} = \frac{\gamma_{i,L}}{\gamma_{i,S}} \exp \left[\frac{\Delta H_i}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_{i,S}} \right) - A_i M_i \left(\frac{T_{i,S}}{T} - 1 - \ln \frac{T_{i,S}}{T} \right) + B_i T_{i,S} M_i \left(\frac{T_{i,S}}{T} - 2 \right) \right] \quad (12)$$

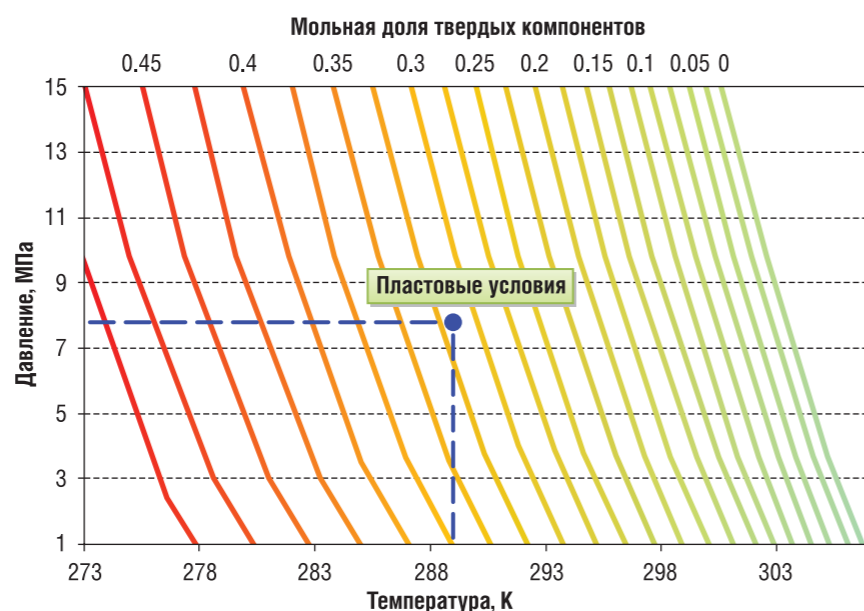
где $A_i = 0.0365$ моль/кг, $B_i = 2.79 \cdot 10^{-5}$ моль/(кг·К) – эмпирические коэффициенты, найденные из корреляционных соотношений между молярными массами компонентов M_i , молярными энтальпиями фазовых переходов ΔH_i и температурами затвердевания $T_{i,S}$ [7–9].

Результаты численного моделирования

Расчеты были выполнены для глубинной пробы высоковязкой нефти (вязкость 110 сП),

компонентный состав которой приведен в таблице 1. По промысловым данным, начальное пластовое давление равно 78 атм., пластовая температура 16°C. Как видно из приведенных данных, нефть содержит много высокомолекулярных соединений

РИС. 1. Изолинии концентраций твердых фракций нефти



С36+ (суммарная мольная доля почти 16%), а также много метана – почти 40%. Выбор именно такого образца позволил на качественном уровне проиллюстрировать влияние газовой фазы на процесс кристаллизации парафина.

Алгоритм расчета состоит из трех этапов:

1. Задаются мольные доли компонент, пластовая температура и давление;
2. Решается система уравнений (5)–(8), т.е. рассчитывается фазовое равновесие в системе «нефть-газ»;
3. В оставшейся жидкой фазе рассчитывается фазовое равновесие в системе «нефть-парафин», т.е. решаются уравнения (9)–(12).

Более подробно алгоритм расчетов описан в статье [6].

По результатам моделирования был построен участок P-T диаграммы изменения концентраций твердых высокомолекулярных соединений нефти вблизи пластовой температуры ($T_{пл} = 16^\circ\text{C}$) и давления ($P_{пл} = 78$ атм.) (рис.1). По этому графику можно определить, что при начальных значениях пластовой температуры и давления, ок. 32% углеводородов находятся в твердом состоянии, что и является причиной высокой вязкости нефти.

Другой особенностью диаграммы на рис. 1 является тенденция к изменению наклона изолиний концентраций твердых компонентов

РИС. 2. Изолинии концентраций твердых фракций модельной системы в области разгазирования

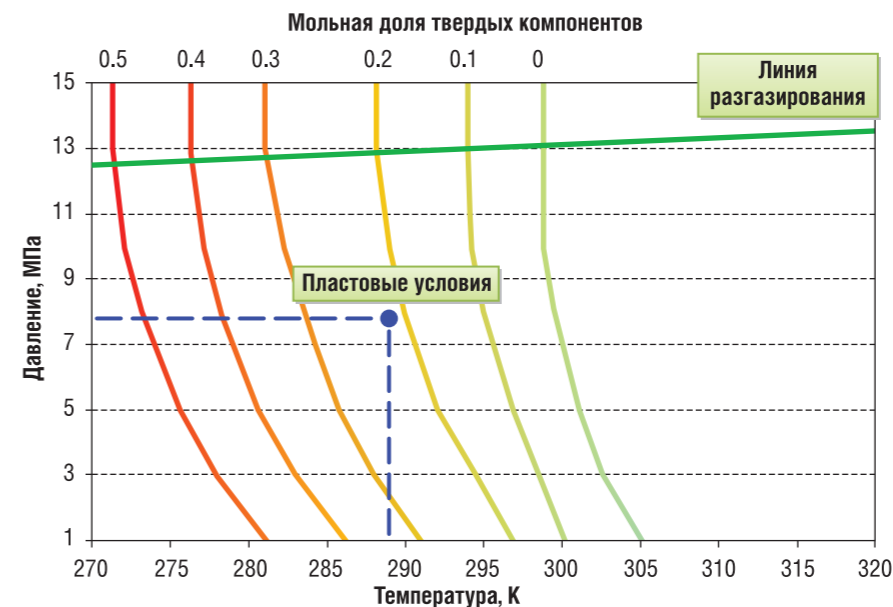
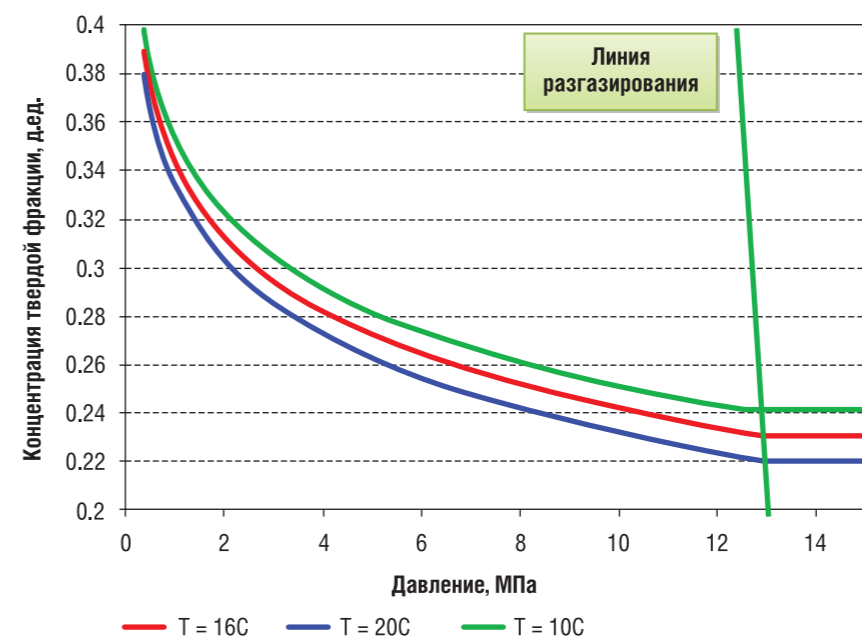


РИС. 3. Зависимость концентрации твердых компонентов от давления при различных пластовых температурах



с увеличением давления. Для выяснения причин такого поведения изолиний был выполнен расчет модельной пластовой системы – той же нефти, но с исключенными из нее компонентами C2–C5; результат представлен на рис. 2. На этом рисунке показана линия разгазирования, т.е. линия перехода в газ единственного легкого компонента (метана); выше этой линии ни один из компонентов системы не находится в газообразном состоянии. (Для реальной нефти таких линий можно провести несколько: для C1 (метана), C2 (этана) и др., поэтому

процесс разгазирования там идет постепенно). Выше линии разгазирования на концентрацию твердых компонентов нефти влияет только градиент температуры, поэтому изолинии концентраций почти ортогональны к оси абсцисс. При снижении давления ниже линии разгазирования из нефти уходит метан, способствуя, тем самым, кристаллизации парафинов. На рис. 2 это проявляется в более резком, чем на рис. 1, увеличении наклона изолиний концентраций. Данный модельный расчет наглядно иллюстрирует влияние процесса

разгазирования на кристаллизацию парафинов.

На рис. 3 приведен график изменения концентрации твердых фракций нефти от давления при трех значениях пластовой температуры: 10°C, 16°C и 20°C. По полученным расчетным данным для всех трех температур выделяются четкие логарифмические зависимости, что согласуется с формулой (4). При росте давления выше линии разгазирования концентрация твердой фазы (при заданной температуре пласта) не меняется, что обусловлено отсутствием выделения газа.

Таким образом, в принятой модели основным фактором, определяющим процесс кристаллизации высокомолекулярных соединений нефти при падении давления, является выделение газовой фазы (разгазирвание). Чем больше газа содержится в нефти, тем большее влияние на фазовое равновесие нефть – парафин имеет перепад давления. Если в смеси газ отсутствует полностью, то основным будет обычный температурный механизм кристаллообразования. ●

Литература

1. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефти / Кислицын А.А., Кузнецов С.В., Поднебесных А.В. и др. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2015, т.1, №3. – с. 15–21.
2. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика, Том V: Статистическая физика. – М.: Наука, 1964.
3. Шпильрайн Э.Э., Кессельман П.М. Основы теории теплофизических свойств веществ. – М.: Энергия, 1977.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа – М.: «Грааль», 2002.
5. Зозуля Г.П., Кузнецов Н.П., Ягафаров А.К. Физика нефтегазового пласта – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006.
6. Данько М.Ю., Кузнецов С.В. Расчет фазового равновесия в системе «газ-нефть-парафин» // Нефть. Газ. Новации, 2012, №8. – с. 40–43.
7. Варгафтик Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
8. «Mathematical Modeling of Wax Deposition in Horizontal Wells» M. Evren Ozbayoglu, Birol Demiral, and Mustafa V. Kok, Middle East Technical University, Ankara, Turkey – World Academy of Science, Engineering and Technology, 2007.
9. New Multi-Solid Thermodynamic Model for the Prediction of Wax Formation / Ehsan Ghanaei, Feridun Esmailzadeh, and Jamshid Fathi Kalajahi. – World Academy of Science, Engineering and Technology, 2007.

KEY WORDS: horizontal well, high-paraffin oil, P-T-diagram, crystallization, degassing.

БИОХИМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ № 2 В ГЕОЭКОЛОГИИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА



Р.В. Галиулин,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН,
Московская область,
г. Пущино



Р.А. Галиулина,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН,
Московская область,
г. Пущино



В.Н. Башкин,
доктор биологических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Московская область,
пос. Развилка

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ СПОСОБ БИОХИМИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОЧИСТКИ ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ЕГО ШЛАМА ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ДЕГИДРОГЕНАЗЫ. В ДАННОМ СПОСОБЕ ОТБИРАЮТ НЕСКОЛЬКО ПРОБ: ПОЧВЫ ФОНОВОГО (НЕЗАГРЯЗНЕННОГО) УЧАСТКА, БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА, ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ ИЛИ ЕГО ШЛАМА, ПОЧВЫ УЧАСТКА, ЗАГРЯЗНЕННОГО ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ, НО С ДОБАВЛЕНИЕМ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА ИЛИ ЕГО ШЛАМА, ТАКЖЕ С ДОБАВЛЕНИЕМ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА И ОПРЕДЕЛЯЮТ АКТИВНОСТЬ ДЕГИДРОГЕНАЗЫ ДАННЫХ ПРОБ СПЕКТРОФОТОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ. ПРИ ЭТОМ О НАЧАЛЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ПРОБ БИОЛОГИЧЕСКИМ СРЕДСТВОМ СУДЯТ ПО ПОВЫШЕНИЮ АКТИВНОСТИ ДЕГИДРОГЕНАЗЫ ПРОБ ОТНОСИТЕЛЬНО АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ПРОБ БЕЗ ДОБАВЛЕНИЯ БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА, А ОБ ОКОНЧАНИИ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ИЛИ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ПРОБ СУДЯТ ПО ВЫРАВНИВАНИЮ АКТИВНОСТИ ДЕГИДРОГЕНАЗЫ ПРОБ С АКТИВНОСТЬЮ ФЕРМЕНТА ПРОБ ПОЧВЫ ФОНОВОГО УЧАСТКА ИЛИ САМОГО БИОЛОГИЧЕСКОГО СРЕДСТВА

THE ARTICLE DESCRIBES THE METHOD OF BIOCHEMICAL CONTROL OF PURIFICATION OF THE SOIL SECTION CONTAMINATED WITH GAS CONDENSATE OR METHOD OF CONTROL OF NEUTRALIZATION OF ITS SLUDGE BY MEANS OF ANALYZING THE DEHYDROGENASE ENZYME ACTIVITY. THIS METHOD SUPPOSES SELECTION OF SEVERAL SAMPLES: BACKGROUND (UNCONTAMINATED) SOIL; BIOLOGICAL AGENTS; SOIL CONTAMINATED WITH GAS CONDENSATE OR ITS SLUDGE; SOIL CONTAMINATED WITH GAS CONDENSATE, BUT WITH ADDITION OF BIOLOGICAL AGENT OR ITS SLUDGE, ALSO WITH ADDITION OF BIOLOGICAL AGENT, AND ONE DETERMINES THE DEHYDROGENASE ACTIVITY OF THE SAMPLES BY SPECTROPHOTOMETRIC METHOD. AT THE SAME TIME IT IS THE INCREASE OF THE SAMPLES DEHYDROGENASE ACTIVITY WITH RESPECT TO THE ACTIVITY OF SAMPLES ENZYME WITHOUT THE ADDITION OF BIOLOGICAL AGENTS THAT INDICATES THE START OF SAMPLES TREATMENT OR NEUTRALIZATION WITH THE BIOLOGICAL AGENT AND IT IS EQUALIZING OF THE SAMPLES DEHYDROGENASE ACTIVITY WITH THE ENZYME ACTIVITY OF THE BACKGROUND SOIL PORTION OR THE BIOLOGICAL AGENT ITSELF THAT INDICATES THE END OF SAMPLES TREATMENT OR NEUTRALIZATION PROCESS

Ключевые слова: почва, газовый конденсат, шлам газового конденсата, биологическое средство, очистка, нейтрализация, биохимический контроль, активность фермента дегидрогеназы.

Геоэкология газового конденсата, как частное научное направление геоэкологии углеводородов, изучает особенности загрязнения данным веществом окружающей среды и риск его негативного воздействия на человека, а также разрабатывает практические задачи в виде профилактических и ремедиационных мер по снижению данного риска.

Как известно, газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов (пентан + высшие

гомологи), выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатной залежи в результате снижения пластовых давлений (ниже давления начала конденсации) и температуры [1]. Данное вещество состоит из бензиновых (интервал кипения от 30–80 до 200°C) и керосиновых компонентов (200–300°C) и, в меньшей степени, более высококипящих компонентов, а также характеризуется содержанием серы – чаще всего в сотых долях

процента. Различают нестабильный газовый конденсат, то есть первичный продукт, выделяющийся из газа газоконденсатной залежи в промысловых условиях и стабильный конденсат, из которого удалены растворенные газы (метано-бутановая фракция). Газовый конденсат является ценным природным сырьем для получения ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов), олефинов и других мономеров с последующей их переработкой в пластические массы, синтетические каучуки, волокна и смолы, а также для производства автомобильного бензина, реактивного, дизельного и котельного топлива.

В газовой промышленности, как и в любой другой техногенной сфере не исключены аварии, количество которых нельзя планировать, а избежать их на 100% практически невозможно. Аварии проявляются в виде разливов газового конденсата, сопровождаемых в ряде случаев пожарами, и происходящих, например, на стадии проведения геологоразведочных работ, этапе разработки газоконденсатных месторождений, а также при доставке потребителю наливным транспортом или с помощью конденсатопроводов [2]. При авариях поступают большие массы газового конденсата, значительно превышающие его предельно допустимую концентрацию в окружающей среде и загрязнение последней может продолжаться до восстановления нормального технологического процесса или ликвидации аварии [3].

За последние 10 лет в различных регионах нашей страны был зафиксирован ряд случаев аварийных разливов газового конденсата в окружающую среду. Так, по данным [3], в Оренбургской области в результате несанкционированной (криминальной) врезки в магистральный конденсатопровод

произошел разлив около 145 м³ газового конденсата с загрязнением почвы на площади 4,5 га. По информации Росгидромета порыв конденсатопровода от скважины привел к загрязнению атмосферного воздуха сероводородом в некоторых районах г. Оренбурга [4]. В Республике Коми вследствие разгерметизации конденсатопровода на территории газоперерабатывающего завода на рельефе местности вылилось около 25 м³ конденсата [5]. В Оренбургской области разгерметизация нитки конденсатопровода привела к утечке газового конденсата на подстилающую поверхность и загрязнению углеводородами воздушной среды ближайших к аварийному участку населенных пунктов [6]. В том же регионе в результате несанкционированной врезки в конденсатопровод произошла утечка газового конденсата, что привело к загрязнению воздуха сероводородом [7]. Очередная утечка газового конденсата из конденсатопровода стала причиной обнаружения сероводорода и углеводородов в воздухе в некоторых районах г. Оренбурга [8]. В Кировской области в результате схода с рельсов железнодорожных цистерн с газовым конденсатом произошел его разлив и возгорание [9].

Загрязнение, в частности, почвы газовым конденсатом не только надолго выводит ее из сельскохозяйственного оборота, но и создает опасность загрязнения поверхностных и подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевых целей. Особенно серьезная экологическая ситуация складывается, когда производственные объекты газовой промышленности расположены в густонаселенных районах.

Аварийное загрязнение почвы газовым конденсатом оказывает негативное воздействие на человека за счет улетучивания с ее поверхности растворенных в газовом конденсате газов. При этом острая интоксикация некоторыми газовыми составляющими газового конденсата приводит к летальному исходу, вследствие сердечных нарушений и отека легких [2]. В этой связи в качестве профилактических мер должно быть оперативное проведение эвакуации населения при аварийном разливе газового конденсата в связи с угрозой интоксикации или пожара, а также осуществление систематического контроля экологической ситуации в местах расположения производственных объектов газовой промышленности путем анализа содержания газового конденсата в окружающей среде и сопоставления с его предельно допустимой концентрацией [3].

Что касается ремедиационных мер, то к их числу можно отнести очистку почвы от газового конденсата или нейтрализацию его шлама, поступающего с линейной части магистральных газопроводов и из сосудов высокого давления компрессорных станций при их продувках и накапливаемого в амбарах. Между тем, накопление шлама газового конденсата в амбарах представляет риск, в связи с его улетучиванием и загрязнением атмосферного воздуха, а также с опасностью интоксикации или возникновения пожара.

Как показали наши исследования очистка почвы от газового конденсата или нейтрализация его шлама эффективно производится с помощью такого биологического средства как биокомпоста «Пикса», получаемого путем ферментации торфо-навозной смеси и обогащения углеводородокисляющими

УДК 502.7:547.91

микроорганизмами в количестве 10^6 клеток/г и питательными веществами [10]. Вышеуказанное количество микроорганизмов в биокомпосте считается достаточным для самовоспроизводства их популяции, как одного из важных условий эффективной очистки почвы, загрязненной газовым конденсатом и нейтрализации его шлама, происходящей путем микробиологического разложения углеводов данного вещества [11].

Эффективность очистки почвы от газового конденсата или нейтрализации его шлама оценивается посредством биохимического контроля № 2, включающего анализ активности фермента дегидрогеназы, и составляющего основу способа, защищенного патентом Российской Федерации [12]. Факт процесса очистки почвы от газового конденсата или нейтрализации его шлама под действием биокомпоста доказываемся повышением активности фермента, как продукта углеводородокисляющих микроорганизмов (бактерий, дрожжей и грибов) [11]. При этом механизм микробиологического разложения углеводов заключается в поглощении данных веществ посредством гидрофобизации клеточной стенки микроорганизма, реализуемой через биосинтез специфических соединений – липофильных глико-, пептидо- и пептидогликолипидов. При прямом контакте, например, бактерий с пленкой углеводов, последние проникают в клетку путем пассивной диффузии, постепенно пропитывая клеточную стенку, и достигают местоположения ферментов на мембранах. Наряду с молекулярно-диффузным прохождением углеводов, через поверхность всей клеточной стенки, их поступление возможно через особые ультрамикроскопические поры. Такие каналы, заполненные электроноплотным (гранулярным) веществом, были впервые обнаружены у дрожжей.

Использование активности дегидрогеназы для оценки эффективности очистки почвы участка от газового конденсата или нейтрализации его шлама было не случайным, так как этот фермент принимает непосредственное участие в разложении углеводов газового конденсата.

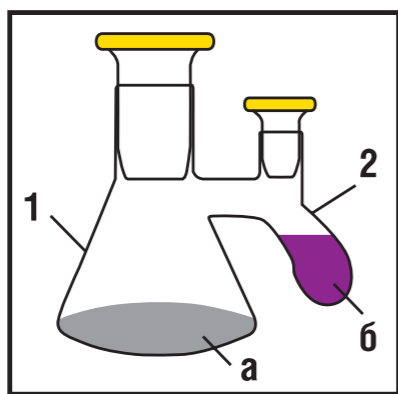
Дегидрогеназа катализирует отщепление водорода от молекул продуктов окисления углеводов (реакция дегидрирования).

Способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама посредством анализа активности фермента дегидрогеназы

Способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама осуществляется следующим образом: после внесения биологического средства в почву загрязненную газовым конденсатом или в его шлам, отбирают в динамике (через каждые 10 суток) пробы различных вариантов (в 6-ти кратной повторности), а именно: почвы из фонового (незагрязненного) участка, биологического средства, почвы из участка, загрязненного газовым конденсатом или его шлама, почвы из участка, загрязненного газовым конденсатом, но с добавлением биологического средства или шлама газового конденсата, также с добавлением биологического средства.

Затем в этих пробах, приведенных в воздушно-сухое состояние, определяют активность фермента дегидрогеназы

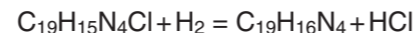
РИС. 1. Устройство для анализа активности фермента дегидрогеназы проб при очистке почвы участка, загрязненного газовым конденсатом и нейтрализации его шлама в амбаре



1 – модифицированная колба Эрленмейера; 2 – колечатый отросток колбы; а – смесь пробы, карбоната кальция и растворов глюкозы и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида; б – насыщенный щелочной раствор пирогаллола

с помощью устройства в виде модифицированной колбы Эрленмейера (1) с колечатым отростком (2) (рис. 1).

С целью анализа активности дегидрогеназы, 1 г пробы, отдельно из каждого вышеназванного варианта, а также 0,1 г тонко измельченного карбоната кальция (CaCO_3), по 1 мл 1%-х водных растворов глюкозы ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида ($\text{C}_{19}\text{H}_{15}\text{N}_4\text{Cl}$) последовательно помещают в колбу и смесь (а) перемешивают круговыми движениями. В колечатый отросток (2) с помощью шприца вводят насыщенный щелочной раствор пирогаллола, $\text{C}_6\text{H}_3(\text{OH})_3$ (б). Далее колбу герметизируют пробками, используя вакуумную смазку и ставят в термостат на инкубирование при 30°C на одни сутки. Начинается биохимическая реакция, когда 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (бесцветное вещество) акцептируя водород, превращается в инкубируемой среде в 2,3,5-трифенилформазан ($\text{C}_{19}\text{H}_{16}\text{N}_4$, вещество красного цвета) [13]:



После завершения инкубирования проб производится экстракция образующегося в них 2,3,5-трифенилформазана из каждой колбы с помощью этилового спирта ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) 5 раз по 4 мл. Далее экстракты каждой пробы объединяют до объема в 25 мл и измеряют оптическую плотность на спектрофотометре при длине волны 490 нм и рассчитывают количество 2,3,5-трифенилформазана (ТФФ) по калибровочному графику, составленному, например, от 1 до 30 мкг/мл данного вещества и выражают в единицах мкг ТФФ/(г·сут).

При этом о начале процесса очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или нейтрализации его шлама судят по повышению активности дегидрогеназы проб с добавлением биологического средства относительно активности фермента проб без добавления биологического средства. Об окончании процесса очистки или нейтрализации судят по выравниванию активности дегидрогеназы проб с добавлением

ТАБЛИЦА 1. Активность фермента дегидрогеназы почвы участка, загрязненного газовым конденсатом, при внесении различных доз биокомпоста для очистки. ТФФ – 2,3,5-трифенилформазан

Дозы	Активность, мкг ТФФ/(г·сут)
Контроль, 0 кг/м ²	53,4
Биокомпост, 4 кг/м ²	305,8
Биокомпост, 8 кг/м ²	469,1
Биокомпост, 12 кг/м ²	460,1
Биокомпост, 16 кг/м ²	472,7

биологического средства с активностью фермента проб почвы фонового участка или самого биологического средства.

Так, при внесении биологического средства в виде биокомпоста «Пикса» в почву участка, загрязненного газовым конденсатом (1,8–5,4 г/кг) из продувочной свечи на территории дожимной компрессорной станции (Ставропольский край), активность дегидрогеназы за 40 суток возрастала в 6–9 раз по сравнению с вариантом без внесения этого биокомпоста (табл. 1). Как видно, с возрастанием дозы биокомпоста эффект очистки почвы от углеводов газового конденсата повышается. Однако оптимальной дозой биокомпоста можно считать 8 кг/м², так как дальнейшее ее повышение не приводит к столь резкому возрастанию эффекта очистки (в 8,8 раз) как в этом случае.

Что касается нейтрализации шлама газового конденсата, поступающего с линейной части магистральных газопроводов и из сосудов высокого давления дожимной компрессорной станции при их продувках, в том же регионе, то она производилась в месте накопления вещества (в амбаре), также с помощью

биокомпоста «Пикса». Было установлено, что активность дегидрогеназы после 40 суток инкубирования не повышалась с возрастанием соотношения биокомпост:шлам газового конденсата (табл. 2).

В качестве оптимального соотношения этих компонентов можно принять 2:1, так как дальнейшее его повышение не приводило к возрастанию эффекта нейтрализации как в этом случае.

Заключение

Таким образом, способ биохимического контроля очистки почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или нейтрализации его шлама заключается в анализе активности фермента дегидрогеназы, непосредственно участвующего в разложении углеводов газового конденсата. При этом повышение активности дегидрогеназы почвы участка, загрязненного газовым конденсатом или его шлама под действием биологического средства, относительно вариантов без добавления биологического средства, будет свидетельствовать о микробиологическом характере разложения углеводов газового конденсата. ●

ТАБЛИЦА 2. Активность фермента дегидрогеназы смеси биокомпоста со шламом газового конденсата в различных соотношениях, для его нейтрализации в амбаре. ТФФ – 2,3,5-трифенилформазан

Соотношение биокомпост:шлам газового конденсата	Активность, мкг ТФФ/(г·сут)
1:1	11,0
2:1	10,8
4:1	9,5

Литература

1. Российская газовая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. 527 с.
2. Андреев О.П., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Арабский А.К., Маклюк О.В. Решение проблемы геоэкологических рисков в газовой промышленности. Обзорная информация. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 78 с.
3. Гендель Г.Л., Клейменова И.Е., Донецкова А.А., Беликова Н.Г., Ивановская И.Б. Особенности проведения работ по очистке земель, нарушенных и загрязненных в результате аварии на конденсатопроводе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2006. № 6. С. 66–69.
4. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июне 2007 г. // Метеорология и гидрология. 2007. № 9. С. 100–105.
5. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в июне 2008 г. // Метеорология и гидрология. 2008. № 9. С. 102–106.
6. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2010 г. // Метеорология и гидрология. 2010. № 5. С. 100–107.
7. Ованесянц А.М., Красильникова Т.А., Иванов А.Б. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в сентябре 2010 г. // Метеорология и гидрология. 2010. № 12. С. 98–103.
8. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в январе 2013 г. // Метеорология и гидрология. 2013. № 4. С. 111–116.
9. Дмитриевская Е.С., Красильникова Т.А., Маркова О.А. О загрязнении природной среды и радиационной обстановке на территории Российской Федерации в феврале 2014 г. // Метеорология и гидрология. 2014. № 5. С. 102–107.
10. Семенов А.Ю. Применение суперкомпоста ПИКСА для реабилитации городских почв. Методические рекомендации. М.: ВНИИА. 2006. 32 с.
11. Коронелли Т.В. Принципы и методы интенсификации биологического разрушения углеводов в окружающей среде (обзор) // Прикладная биохимия и микробиология. 1996. Том 32. № 6. С. 579–585.
12. Башкин В.Н., Бужгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Патент на изобретение № 2387996. Российская Федерация. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности дегидрогеназы // Бюллетень. Изобретения. Полезные модели. 2010. № 12 (IV ч.). С. 938–939.
13. Хазиев Ф.Х. Ферментативная активность почв. Методическое пособие. М.: Наука, 1976. 180 с.

KEY WORDS: soil, gas condensate, slime of gas condensate, biological means, cleaning, neutralization, biochemical control, dehydrogenase enzyme activity.



МИЭП МГИМО

открыл двери будущим дипломатам

ТРАДИЦИОННО В МАРТЕ МИЭП МГИМО ЗНАКОМИТСЯ СО СВОИМИ БУДУЩИМИ СТУДЕНТАМИ. ТРАДИЦИОННО И ЗАЛ БЫЛ ПОЛОН. БЫЛИ И УВЕРЕННЫЕ В СЕБЕ СТУДЕНТЫ, БЫЛО МНОГО И АБИТУРИЕНТОВ. БЫЛИ И ВЫПУСКНИКИ, С НОСТАЛЬГИЕЙ ВСПОМИНАВШИЕ УЧЕБУ В ВУЗЕ. МИЭП МГИМО ДАЕТ ХОРОШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ, ПОЛУЧИВ КОТОРОЕ БОЛЬШИНСТВО ВЫПУСКНИКОВ ДЕЛАЕТ ХОРОШУЮ КАРЬЕРУ. НЕ МЕНЕЕ ВАЖНО И ТО, ЧТО В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ СРЕДИ СТУДЕНТОВ ФОРМИРУЕТСЯ ТО БРАТСТВО, КОТОРОЕ ПОМОГАЕТ НЕ ТОЛЬКО В БИЗНЕСЕ, НО И ПРОСТО В ОБЩЕНИИ ДРУГ С ДРУГОМ ДАЖЕ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ УНИВЕРСИТЕТА

Ольга Цыганова

Сказать, что будущие дипломаты робели в стенах будущей альма матер, нельзя. Многие из тех, которые поступят в МИЭП МГИМО на День открытых дверей не пришли, но тоже уверены в себе. Конечно, были и робкие абитуриенты с умными глазами. Хорошо одетые, ухоженные абитуриенты и их родители давали понять, что будущее энергетической политики и дипломатии в надежных руках.



Желающие стать студентами МИЭП МГИМО

Аудитория начала собираться много раньше назначенного времени. Поддержать будущих специалистов-международников пришли мамы и папы, так же внимательно и волнительно слушавшие выступления членов президиума.



Мама и папы пришли поддержать будущих дипломатов



Президиум «Дня открытых дверей-2016»

О работе Института с гордостью рассказал бессменный директор МИЭП МГИМО МИД России, вице-президент Международной академии ТЭК, член-корреспондент РАН, профессор В.И. Салыгин.



В.И. Салыгин

Отметив, что сегодня МИЭП МГИМО – это единственный в России институт, осуществляющий подготовку высококлассных специалистов в сфере энергетической дипломатии и геополитики, Валерий Иванович рассказал о созданной в 2015 г. специализированной кафедре «Мировых сырьевых рынков».



Уверенные студентки

МИЭП работает в тесном сотрудничестве с РАН, Международной академией ТЭК, ведущими мировыми нефтегазовыми корпорациями. На базе МИЭП совместно с престижными университетами Европы открыты 5 институтов энергетического сотрудничества и целый ряд международных программ магистерской подготовки и MBA.

Несколько месяцев назад был открыт Одинцовский филиал. В коттеджных поселках Одинцовского района, как известно, обитает много пап и мам будущих студентов не только МИЭПа, но и всего МГИМО.



Перед участниками мероприятия выступили лучшие студенты МИЭП МГИМО, а также студенческий ансамбль «Энергия»

Этот год для института стал юбилейным. 15 лет назад, в феврале 2000 г., по инициативе крупнейших энергетических компаний России в структуре МГИМО, был образован Международный институт энергетической политики и дипломатии. Целью создания Института стала подготовка кадров для развития международного энергетического сотрудничества. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

В. Путин: два газопровода – одним словом

<http://neftegaz.ru/news/view/61944/>

В марте 2006 г. В. Путин пообещал построить два газопровода, которые должны в корне изменить газовую карту Европы. Он заявил, что Россия готова построить новый газопровод в Европу, который пройдет через Балканы, а страна вложит в проект крупные инвестиции, чтобы гарантировать надежность поставок. Рост спроса на газ в Европе повысил необходимость строительства двух новых трубопроводов – одного через Балтику, другую – через Балканы.



• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня по дну Балтийского моря проходит МГП «Северный поток». Его строительство началось в апреле 2010 г. 18 апреля 2012 г. закончена вторая нитка, а в октябре начались поставки газа по двум ниткам газопровода в коммерческом режиме. Реализацию таких проектов можно назвать экономическим захватом. И если первый газопровод – Северный Поток – Европа проморгала, то к Южному Потoku оказалась более внимательной и не допустила его строительства, несмотря на то, что старт МГП был уже положен. 7 декабря 2012 г. В. Путин запустил строительство газопровода Южный поток. А 1 декабря 2014 г. В. Путин сообщил о приостановке его строительства. Россия хотела поставлять газ монополю, а ЕС настаивал на выполнении условий третьего энергопакета, запрещающего добывающим компаниям владеть



ГТС. Пришедший на смену Южному Турецкий поток просуществовал в проекте год, после чего был бессрочно заморожен.

Shell: в ближайшие 20 лет газовые компании будут получать сверхприбыли

<http://neftegaz.ru/news/view/62199/>

Shell сделала прогноз по поводу развития газового сектора. В ближайшие 20 лет потребление природного газа в мире увеличится почти на 30%. Аналитики призвали искать альтернативу в производстве сжиженного природного газа, который сможет составить реальную конкуренцию обычному топливу. В числе таковых представитель Shell отметил, в частности, проект «Сахалин-2». В целом, по их мнению, России предстоит в будущем сыграть ключевую роль в формировании глобальной энергетической безопасности.

• Комментарий Neftegaz.RU

«Роснефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ» обеспечивают свыше 64% налоговых поступлений от российского нефтегазового комплекса. В прошлом году показатель рентабельности в газовой отрасли составил более 20%, в нефтяной – около 10%. В связи с экспортной ориентацией российского нефтегазового комплекса наибольшая часть выручки (70%) поступает за счет экспорта углеводородного сырья и нефтепродуктов. От реализации продукции на внутреннем рынке формируется чуть менее 30% совокупной выручки. В нефтяной отрасли 92% выручки приходится на шесть ВИНКов, а в газовой отрасли более 81% выручки формируется в результате работы «Газпрома».

Итальянские предсказатели дают \$30 за баррель

<http://neftegaz.ru/news/view/61993/>

В марте 2006 г. итальянские аналитики прогнозировали, что дни высоких цен на нефть сочтены, предсказав нефти \$30 за барр к концу десятилетия. По их прогнозам, еще пару лет цена будет удерживаться в интервале 50 долл, а затем начнет снижение, которое составит цену, вдвое меньшую сегодняшней – то есть \$30 за барр. Эксперты ENI пересмотрели в сторону увеличения прогноз динамики мировых цен на нефть. Прежний прогноз ENI предусматривал, что в 2008 г. цена составит 25 долл за барр, в то время как текущая оценка составляет 32 долл.



• Комментарий Neftegaz.RU

23 декабря 2015 г. ОПЕК опубликовал свой прогноз, согласно которому мировой спрос на нефть увеличится на 18 млн барр в сутки – до 109,8 млн барр в сутки. В 2016 г. спрос вырастет – на 1,3 млн барр в сутки – до 94,1 млн барр за сутки. С другим прогнозом выступил главный аналитик Royal Bank Of Scotland, предсказывающий, что в 2016 году цены могут скатиться до 16 долл за барр. На это повлияет падение спроса, переизбыток предложения, аномально теплая зима. Однако ОПЕК уверяет, что к 2040 г. мировые цены на нефть будут на уровне 160 долл за барр. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

17–20 мая

IV Российский международный энергетический форум

Санкт-Петербург, Экспофорум

19–20 мая

7-й Международный Газовый Конгресс Туркменистана

Туркменистан, Туркменбаши

20 мая

XIII Международная Конференция Освоение шельфа России и СНГ-2016

Москва

24–26 мая

Конференция «Базовые масла и смазочные материалы СНГ»

Москва

МАЙ

П	2	9	16	23	30
В	3	10	17	24	31
С	4	11	18	25	
Ч	5	12	19	26	
П	6	13	20	27	
С	7	14	21	28	
В	8	15	22	29	

24 мая

VI Международная конференция «Строительство в нефтегазовом комплексе» (Нефтегазстрой-2016)

Москва

24–27 мая

XXIV международная выставка

«Газ. Нефть. Технологии»

Уфа



Е. Ганина, Н. Юшкевич



В. Торшин



П. Горячев



Участники конференции Полиэтилен-2016



Р. Рубини



А. Арсланов



В. Логвиновский



И. Сабаев



И. Михайличенко, С. Николаев



Н. Бурлина, А. Мамушкин



Л. Хабибуллина



Ф. Сбродов



В. Юрьев



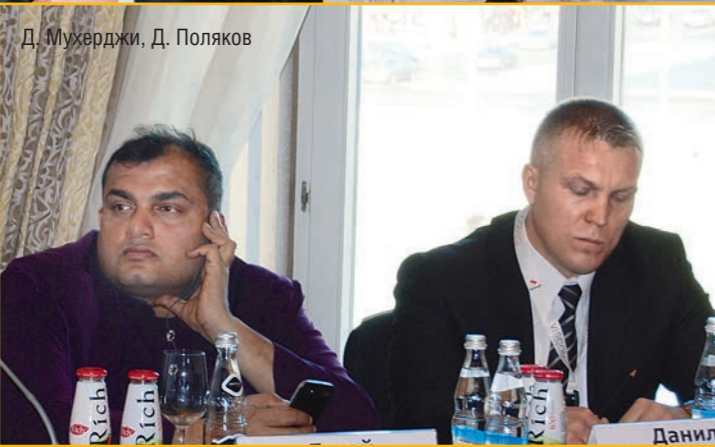
Р. Rafibeyli, Н. Петрова



В. Керницкий



С. Иванов



Д. Мужерджи, Д. Поляков



К. Рзаев, В. Бухин



М. Тугуд, Б. Сюй



Участники конференции
Снабжение в нефтегазовой
отрасли-2016



Ю. Лобанов



Ю. Голубев, С. Капкин



А. Архипенков



Участники конференции
Снабжение-2016



БУРОВАЯ УСТАНОВКА

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1 Добыча нефти и газа

2.1.1 Геологоразведка

Буровые установки серии ПБУ являются основными и самыми массовыми установками применяемыми для проведения геологоразведочных работ на стройматериалы и золото.

Механическая трансмиссия, телескопическая мачта, простейшая гидравлическая схема делают ПБУ идеальной машиной для выполнения поставленной задачи. Буровые установки серии ПБУ обладают обширной доп комплектацией для реализации всех основных технологий бурения.

Буровые установки серии ПБУ выпускаются с 1991 г. и зарекомендовали себя как надежная, неприхотливая, безотказная и простая в управлении техника.

Применяемые технологии бурения:

- ударно-канатное бурение диаметром до 168 мм
- колонковое бурение «всухую» диаметрами 108–146 мм
- шнековое бурение сплошным забоем диаметром до 230 мм
- рейсовое бурение шнековым буром диаметром до 850 мм

Положительные характеристики ПБУ-2:

- В качестве шасси может быть использован широкий ряд колесной и гусеничной техники: ЗИЛ-131, УРАЛ, КАМАЗ (в том числе с двухрядной кабиной), МАЗ, транспортную гусеничную машину ТГМ-126, МТЛБу, тракторы ТТ-4.
- Высокий крутящий момент, позволяет сооружать скважины диаметром до 850 мм глубиной до 20 м.
- Наличие своего палубного дизеля снижает нагрузку и увеличивает моторесурс двигателя шасси.
- Простейшие механическая и гидравлическая схемы позволяют в минимальные сроки диагностировать и устранять неполадки.
- Установки такого типа применяются в геологоразведке на стройматериалы уже более 20 лет.
- Высокая масса буровой установки придает устойчивости при бурении и передвижении. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Артикул	ПБУ-2 СЕРИИ 300
Ход подачи, мм	1 800 / 3 500*
УСИЛИЕ ПОДАЧИ, КГС	
Вверх	3 500 – 10 000*
Вниз	3 500 – 10 000*
Частота вращения шпинделя, об/мин	25 – 430
Крутящий момент, кгм	500
Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс	2 600
УСЛОВНАЯ ГЛУБИНА БУРЕНИЯ, М.:	
Шнеками	60
Шнековым буром	25
Шнековым буром, скользящим по штангам	16
С продувкой	100
С промывкой	100 – 120
Ударно-канатное	168
ДИАМЕТР БУРЕНИЯ, МАКС., ММ.:	
Шнеками	400
Шнековым буром	850
С промывкой	215,9
С продувкой	250
Ударно-канатное	168

КАРОТАЖНЫЙ САМОХОДНЫЙ ПОДЪЕМНИК С ГИДРОПРИВОДОМ

2. Сервис, услуги и технологии в НГК

2.1.2.4 Геофизические исследования в скважинах

2.1.2.4.6 Каротаж

Подъемник каротажный самоходный

рабочий стол; полка над нишей запасного колеса; кресло оператора; спальный блок (верхнее спальное место, нижнее место отдыха, трансформируемое в рабочее место); кресло машиниста; шкаф; мойка; лебедка

Технические характеристики лебедки возможны в пяти вариантах

1.

- барабан из алюминиевого сплава;
- канатоемкость 5000 м кабеля диаметром 6,3 мм;
- диаметр барабана 800 мм;
- привод лебедки гидравлический встроенный в барабан, комплектация импортная;
- скоростные режимы 20–8000 м/час;
- тяговое усилие 2 тонны;

2.

- барабан из алюминиевого сплава;
- канатоемкость 5000 м кабеля диаметром 6,3 мм;
- диаметр барабана 800 мм;
- привод механический с планетарным редуктором двухскоростным с реверсом;
- скоростные режимы от 20 до 8000 м/час;
- тяговое усилие 2,6 тонны;

3.

- барабан из алюминиевого сплава;
- канатоемкость 5000 м кабеля диаметром 6,3 мм;
- диаметр барабана 800 мм;
- привод гидромеханический с цепной передачей, угловым редуктором, планетарным двухскоростным редуктором со свободным ходом и встроенным в планетарный редуктор гидромотором, гидропривод производства России;
- скоростные режимы от 20 до 8000 м/час;
- тяговое усилие 2,6 тонны;



4.

- лебедка с двухсекционным барабаном;
- барабан из алюминиевого сплава;
- канатоемкость: первая секция 5000 м кабеля диаметром 6,3 мм, вторая секция 5000 м проволоки диаметром 2,3 мм;
- диаметр барабана 800 мм;
- привод лебедки гидравлический встроенный в барабан, комплектация импортная;
- скоростные режимы 20–8000 м/час;
- тяговое усилие 2 тонны;

5.

- лебедка с двумя барабанами;
- первый барабан из алюминиевого сплава;
- канатоемкость 5000 м кабеля диаметром 6,3 мм;
- диаметр барабана 800 мм;
- привод лебедки гидравлический встроенный в барабан, комплектация импортная;
- скоростные режимы 20–8000 м/час;
- тяговое усилие 2 тонны;
- второй барабан под проволоку;
- канатоемкость 5000 м проволоки диаметром 2,3 мм;
- барабаны находятся на одной оси, проволочный барабан легкоъемный в комплекте подъемника 2 шт. ●



« Рубль зависит от нефти, а нефть на сегодняшний момент зависит от действий спекулянтов, которые используют информацию о выходе Ирана на нефтяные рынки, о сворачивании количественного смягчения над США, и тем самым стимулируют «медвежий» тренд»

А. Аксаков

« Доходы государства не должны уходить, что называется, мимо кассы»

В. Путин



« Дефолты, конъюнктура рынка, безработица, цены на нефть, природные катастрофы – все это не важно. Человек, который предпринимает попытки достичь успеха даже в самой трудной ситуации, – и есть предприниматель»

В. Довгань



« Ожидания в целом – что рубль будет достаточно слабым на фоне сильно укрепляющегося доллара в том числе. Я не ожидаю существенного укрепления рубля, хотя при отскоке нефтяных цен какая-то корреляция вверх возможна. Но на уровень 60 рублей он никогда не вернется»

А. Костин

« Пока я не вижу смысла, чтобы ЦБ выходил на рынок. Это технический рыночный эпизод, который должен сам себя «устаканить»

В. Пантюшин

« Русскому народу нужны идеи, от которых мороз по коже и мурашки вдоль позвоночника, ему нужно, чтобы адреналин забил фонтаном, как нефть из скважины. Потому что адреналин – это нефть русской души»

И. Хакамада

« Валютный курс – естественный стабилизатор макроэкономической ситуации. Если Центробанк поддержит рубль, это может создать много проблем»

Г. Греф



ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПОСТАВЩИК МОСКОВСКОГО КРЕМЛЯ
OFFICIAL PURVEYOR TO THE MOSCOW KREMLIN

Нож-пистолет 200x130x15 мм

Кинжал охотничий 350(225)x32 мм

Кортик «Калашников «ПК» Бриллиантовый 445(320)x18 мм

Украшение охотничьего карабина «Сайга»

Винный набор Ø125x280 мм - графин Ø330x15 мм - блюдо

РЕКЛАМА

- Наградное и подарочное украшенное оружие
- Предметы быта и культуры
- Коллекционные кортики «Оружие Калашникова»
- Элитные подарки и сувениры

456208, Россия, Челябинская обл., г.Златоуст, ул.50-летия Октября, д.5.
Тел.: +7 (3513) 66-31-65, 66-65-33.
66-37-05, 66-06-67, 66-62-52
Москва: +7 (985) 761-66-58
www.zlatoust.com
info@zlatoust.com



Автомобили Porsche.

Отличное решение для Вашего корпоративного парка.

Надежные и качественные автомобили являются залогом успеха современной компании.

Порше Центр Москва предлагает корпоративным клиентам специальные финансовые и операционные условия сотрудничества.

Преимущества выбора Porsche в Порше Центр Москва для Вашего корпоративного автопарка:

- Высокое качество сервиса и индивидуальный подход к каждому клиенту
- Привлекательные программы финансирования
- Безупречное качество Porsche, основанное на высоких технологиях и многолетнем опыте
- Высокая рентабельность инвестиций, высокая остаточная стоимость автомобилей, неоднократно подтвержденные исследованиями «АВТОСТАТ»
- Наличие программы продленной гарантии, реализуемой непосредственно Porsche, способной заметно снизить риски эксплуатации автомобиля в постгарантийный период
- Ваше участие в эксклюзивных национальных и международных мероприятиях Porsche
- Высокая мотивация сотрудников высшего звена Вашей компании



PORSCHE

Порше Центр Москва

Ленинградское шоссе, д. 71А/10
Телефон: +7 (495) 787-99-11

Смоленская улица, д. 3
Телефон: +7 (495) 937-91-11

www.porsche-moscow.ru