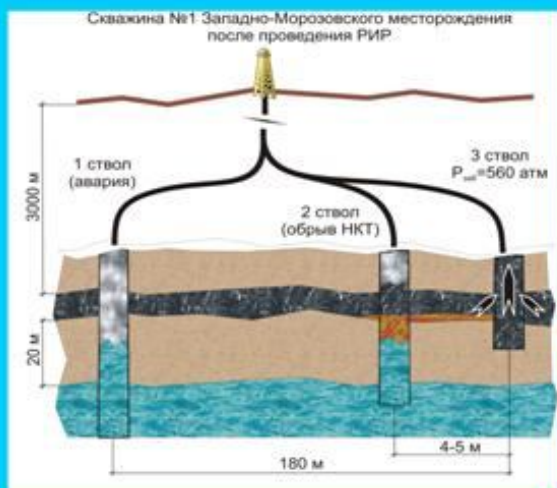


ВСЕРОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ
Некоммерческое партнерство
«Конференция независимых буровых и
сервисных подрядчиков» АСБУР



ООО «Научно-производственная фирма «Нитро»



«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»



Сборник докладов IV Международной
научно-практической конференции
Геленджик, Краснодарский край
18-23 мая 2009 г.



Краснодар
2009



Всероссийская ассоциация Некоммерческое партнерство
«Конференция независимых буровых и
сервисных подрядчиков» АСБУР



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции
Геленджик, Краснодарский край
18 - 23 мая 2009 г.

Краснодар
2009

УДК 33.361

ББК 622.322

Под редакцией: **В.М. Строганов, А.М. Строганов**

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докл. IV Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2009 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», Всероссийская ассоциация Некоммерческое партнерство «Конференция независимых буровых и сервисных подрядчиков» АСБУР. – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2009. –198 с.: ил.

ISBN 978-5-9900836-4-6



All-Russian alliance Non-profit partnership
«Conference of independent drilling and
service contractors» ASBUR



«Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd

**CURRENT TECHNOLOGIES OF
WELL WORKOVER AND
OIL RECOVERY ENHANCEMENT.
TRENDS OF DEVELOPMENT**

Theses of The Fourth International scientific-and-practical conference proceedings
Gelendzhik, Krasnodar region
18 - 23 of May 2009

Krasnodar
2009

UDK 33.361

BBK 622.322

Editorial Committee: **V.M. Stroganov, A.M. Stroganov**

Current technologies of well workover and oil recovery enhancement. Trends of development: Theses of The Fourth International scientific-and-practical conference proceedings. Gelendzhik, Krasnodar region, 2009 / «Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd, All-Russian alliance Non-profit partnership «Conference of independent drilling and service contractors» ASBUR. – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo» Co., Ltd, 2009. – 198 sheets.:fig.

ISBN 978-5-9900836-4-6



IV Международная научно-практическая конференция
«Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»

Организаторы:



Спонсоры:



Информационные партнеры:





The Fourth International scientific-and-practical conference
“Current technologies of well workover and oil recovery
enhancement. Trends of development”

Organizations:



Sponsors:



Information partners:



Список компаний-участников

1. ГОУ ВПО "Кубанский государственный технологический университет"
2. ГОУ ВПО "Тюменский государственный нефтегазовый университет"
3. ООО "БИТТЕХНИКА"
4. ОАО "Боровичский комбинат огнеупоров"
5. ООО "Газпром добыча Астрахань"
6. ООО "Газпром подземремонт Уренгой"
7. ООО "Газпром-Ноябрьскнефтегаз"
8. Журнал "Время колтубинга"
9. Журнал "Нефть и Газ. Евразия"
10. ООО "Газпром Геофизика"
11. ООО "Зиракс"
12. ЗАО Издательский дом "Нефть и Капитал"
13. Инженерный центр "Тест" - филиал ОАО НПФ "Геофизика"
14. ООО "КогалымНИПИнефть"
15. ООО Компания "Бентонит"
16. ООО Компания "Техномехсервис"
17. ООО "Краснодарский Компрессорный Завод"
18. ООО "Кубаньгазпром"
19. ООО "Лукойл-ВолгоградНИПИнефть"
20. ООО "Мегион-Сервис"
21. ЗАО "МеКаМиннефть СП"
22. ЗАО "ЛУКОЙЛ-АИК"
23. ОАО Нефтегазовая компания "Славнефть"
24. ООО "Нефтехимсервис - Самара"
25. ООО "НефтегазИнновация"
26. ООО "Новометсервис"
27. ЭКО СИНТЕЗ ПАВ
28. ООО НПК "ЭКСБУР-К"
29. ООО НПП "РосТЭКтехнологии"
30. ООО НПФ "Нитпо"
31. ОАО НПФ "Пакер"
32. ООО "ОЗНА - Менеджмент"
33. ЗАО "ОКБ Зенит"
34. ОАО "Оренбургнефть"
35. ЗАО "Ренфорс"
36. ООО "РН-Пурнефтегаз"
37. ООО "Роспромсервис (РПС)"
38. РУП Производственное объединение "Белоруснефть"
39. ООО "РусИмperialГруп"
40. ООО "СамараНИПИнефть"
41. ЗАО "Сиб Трейд Сервис" (Москва)
42. ЗАО "Сиб Трейд Сервис" (Самара)
43. ЗАО "Скоропусковский Оргсинтез"
44. ОАО "Самаранефтегаз"
45. ООО "Технологии Исследований Скважин"
46. ООО "ТКО-Сервис"
47. ООО "ТМК-Премиум Сервис"
48. ОАО "ТНК-ВР Менеджмент"
49. ООО "ТОРБУР"
50. ООО "Газпром Трансгаз Кубань"
51. ОАО "ТомскНИПИнефть"
52. ООО "ТюменНИИгипрогаз"
53. ЗАО "ФИДМАШ"
54. ООО "НПО Химбурнефть"
55. ЗАО "Химеко-ГАНГ"
56. ООО "ХИМКОР-СЕРВИС"
57. ОАО "Удмуртнефть"
58. ООО "Югсон-Сервис"

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО

Уважаемые участники конференции!

Приветствую вас на гостеприимной Кубанской земле и поздравляю с открытием IV Международной научно-практической конференции **«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»!**

Несмотря на сложную экономическую ситуацию в стране и мире, переход многих компаний на режим экономии и сокращения бюджетов, мы в очередной раз смогли собрать в этом уютном конференц-зале отеля «Надежда» представителей нефтегазодобывающих и сервисных компаний, научно-исследовательских институтов и профильных ВУЗов, производителей оборудования и химической продукции разных регионов России и стран СНГ.

Главная цель Организаторов конференции – создать все условия для того, чтобы участники конференции получили полезную для себя информацию о путях решения проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью и в непринужденной обстановке обменялись мнениями о прослушанных докладах.

Представленные на этой конференции доклады должны способствовать продвижению прогрессивных идей и технологий в нефтепромысловое дело, учить специалистов решать уникальные задачи, стоящие перед ними в области капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

Хочу выразить особую благодарность спонсорам IV Международной научно-практической конференции **«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»**, спонсорские взносы которых позволили в этом году принять участие представителям научно-исследовательских институтов и профильных высших учебных заведений.

От всей души желаю каждому участнику конференции максимально использовать благоприятные возможности, предоставляемые научно-практической конференцией, для установления новых деловых контактов, расширения деловой активности компаний-участников, укрепления и развития научно-технического и экономического сотрудничества.

**Генеральный директор
ООО «НПФ «Нитпо»**



Строганов В.М.

ПРОБЛЕМЫ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Кустышев А.В., Кряквин Д.А., Паникаровский Е.В., Немков А.В., Кустышев Д.А. (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, высокой степенью обводненности и разрушением призабойной зоны пласта. Для сохранения проектных уровней добычи нефти и газа необходимо на должном уровне поддерживать техническое состояние эксплуатационного фонда скважин за счет своевременного и качественного проведения капитального ремонта скважин (КРС).

Рассмотрим это положение на примере двух наиболее проблемных месторождений природного газа – Медвежьего и Вынгапуровского.

На Медвежьем месторождении насчитывается 488 скважин, из них действующих эксплуатационных скважин 328 единиц, в бездействии находится 28 скважин. В то же время на Вынгапуровском месторождении из 140 пробуренных скважин действующих эксплуатационных скважин насчитывается 62 единицы, в бездействии находятся 14 скважин.

Основные причины ремонта скважин Медвежьего месторождения связаны с их обводнением вследствие подъема газовой воды (ГВК) выше интервала перфорации или конусным подтягиванием пластовых вод и поступлением пластовой воды в скважину по цементному камню, а также с разрушением призабойной зоны пласта (ПЗП), выносом песка в скважину и образованием песчаных пробок, перекрывающих интервал перфорации иногда более, чем на 50 %.

Поэтому основным видом работ на Медвежьем месторождении были водоизоляция и крепление ПЗП с помощью передвижных подъемных агрегатов (ППА) и освоение скважин после завершения ремонта с помощью колтюбинговых установок (рис. 1).

Всего выполнено 51 ремонт скважин, из них 26 скважино-ремонтов проведено с ППА, 17 скважино-ремонтов - с помощью колтюбинговой установки и восемь ремонтов связаны с консервацией скважин.

Средняя успешность ремонтных работ с позиции достижения цели ремонта составляет 90 %. Однако их эффективность с позиции увеличения дебитов не столь значительна, а иногда даже происходит снижение послеремонтного дебита по сравнению с доремонтным.

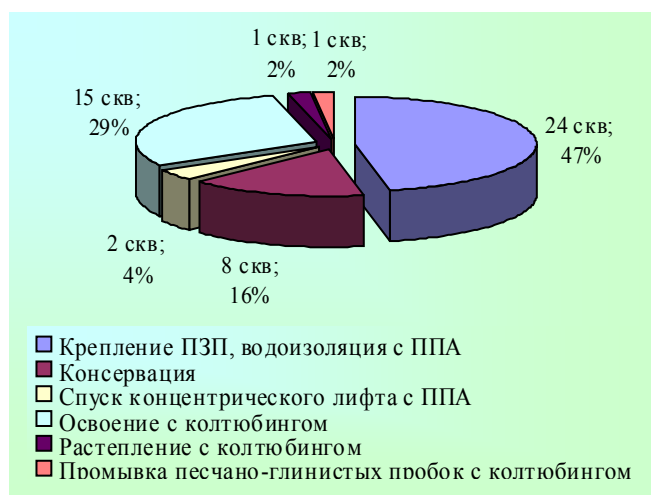


Рисунок 1 - Количество ремонтов скважин Медвежьего месторождения по видам работ

Подтверждением этого служит диаграмма величин дебитов до ремонта, после ремонта и спустя 3 месяца после ремонта, приведенная на **рис. 2**.

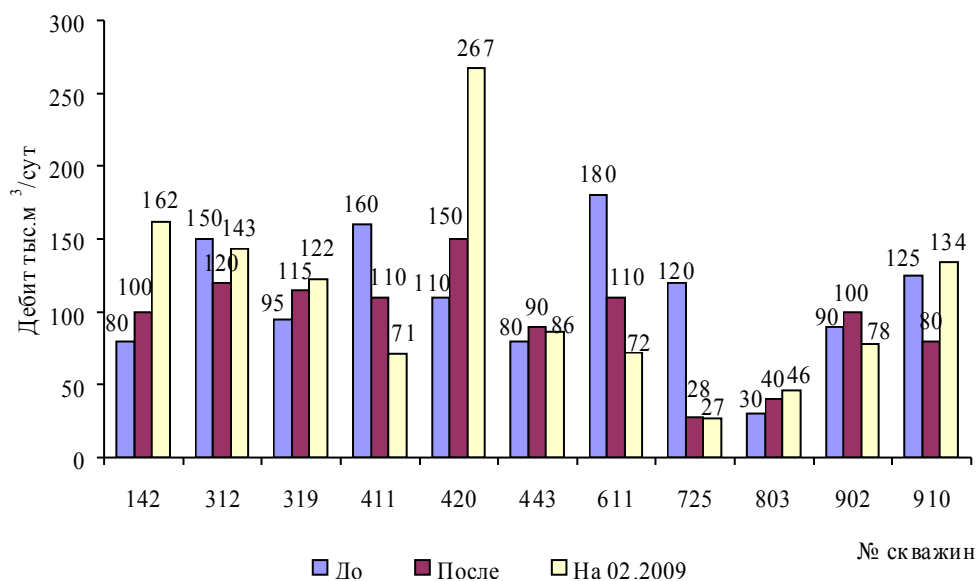


Рисунок 2 - Дебиты ремонтируемых скважин Медвежьего месторождения

Анализ результатов КРС показывает, что лишь на трех скважинах (№ 142, 319, 420) после завершения ремонтных работ произошло значительное увеличение дебитов. Остальные скважины работают с дебитами, сопоставимыми с доремонтными, а на трех скважинах (№ 411, 611, 725) наблюдается значительное снижение дебитов, что, вероятно, связано с переходом на эксплуатацию вышележащих пропластков с более низкими коллекторскими свойствами, а также с кольматацией ПЗП в процессе КРС.

Однако при этом следует обратить внимание на то обстоятельство, что в сложившихся условиях отремонтированные скважины работают с минимальной допустимой производительностью и снижение дебитов не свидетельствует о не эффективности ремонтов. Наоборот проведенные ремонты на этих скважинах явились профилактической мерой, предотвратившим возможную их остановку в ближайшем будущем.

Подтверждением этого являются выводимые из бездействия скважины. Следует отметить их безусловную эффективность с позиции увеличения дебита. Однако и здесь наблюдается снижение со временем дебитов уже выведенных из бездействия скважин (**рис. 3**).

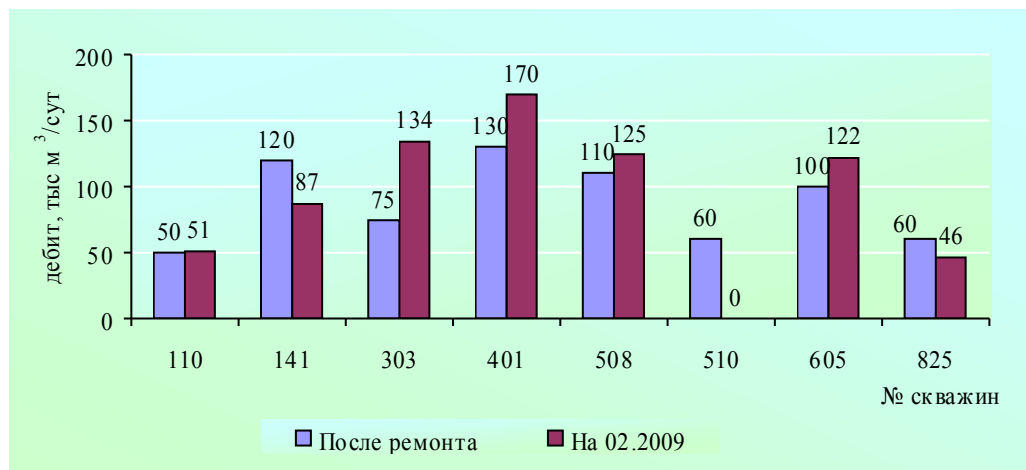


Рисунок 3 - Дебиты скважин, выведенных из бездействия на Медвежьем месторождении

Так на трех скважинах (№ 141, 510 и 825) дебит снизился, причем на одной скважине (№ 510) до нуля и она простаивает по настоящее время.

В последние годы сложность и продолжительность КРС увеличивается [1]. Основной причиной является изменение геолого-технических условий разработки месторождения и необходимость по этой причине осуществлять комплексные ремонты. Так, при проведении работ по креплению ПЗП и водоизоляции на всех скважинах выполнялись работы по промывке пробок, по извлечению подземного оборудования (пакеров - скв. № 312, 411, 511, 611, 725, 902; клапанов-отсекателей – скв. № 312), по ликвидации газопроявлений (скв. № 141, 142, 443, 611), по интенсификации притока дополнительной перфорацией.

Помимо этого участились случаи возникновения аварийных ситуаций. На шести скважинах произошел прихват насосно-компрессорных труб (НКТ), причиной которого вероятнее всего явилась деформация эксплуатационных колонн в интервалах перфорации. Практически на всех скважинах наблюдалось поглощение промывочных жидкостей, а в двух скважинах - поглощение тампонажных растворов.

На пяти скважинах ремонтные работы не дали положительных результатов. Основными причинами не позволившими достичь положительного эффекта являются:

- интенсивное поглощение при продавливании цементного раствора, которое происходило в интервалах коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС);
- отсутствие достоверной информации по подъему ГВК;
- существенное снижение газонасыщенности разрабатываемого пласта;
- наличие цементной корки, возникающей на забое при циклических работах по освоению скважин;
- вымыв незакрепленного коллектора в ствол скважины, который приводит к образованию песчаной пробки большой толщины, препятствующей поступлению газа из пласта.

Особенностью ремонтов на Вынгапуровском месторождении является аномально низкое пластовое давление, разрушение скелета пласта, наличие смятия и нарушения целостности эксплуатационных колонн, недостаточная толщина оставшегося газоносного интервала. Поэтому основными видами КРС здесь являются промывка песчаных пробок и водоизоляция притока пластовых вод с ППА, а также освоение после ремонта скважин с помощью колтюбинговых установок (рис. 4).

На месторождении фактически проведено 23 ремонта на 11 скважинах. Это связано с тем, что на многих скважинах приходится сначала проводить промывку песчаной пробки с помощью колтюбинговой установки, затем выполнять работы по водоизоляции и креплению ПЗП с помощью ППА, а потом проводить освоение скважин опять же с колтюбинговой установкой. Пять скважин (№ 107, 137, 149, 190, Р-92) были ликвидированы. Впервые в Западной Сибири был проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП) сеноманской газовой скважины. Результат ГРП не однозначен, требует дальнейшего детального анализа.

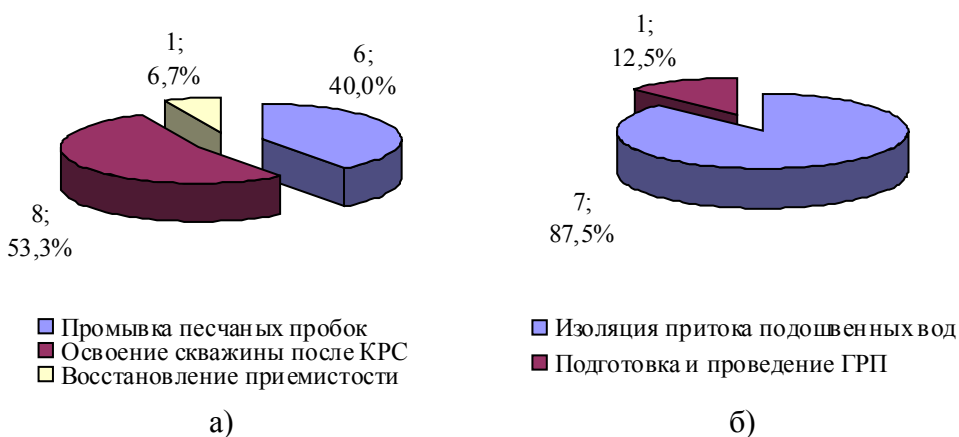


Рисунок 4 - Количество ремонтов по видам работ с применением:
а) колтюбинговых установок; б) передвижных подъемных агрегатов

Эффективность промывок песчаных пробок на скважинах составила 65 %, изоляция притока подошвенных вод – 71,6 % (рис. 5). Низкий процент эффективности по дебиту объясняется недостатком эффективных технологий и технологических растворов в условиях низкого пластового

давления и ухудшение ФЕС пласта. Например, промывку песчаной пробки на одной из ремонтируемых скважин пришлось проводить два раза.

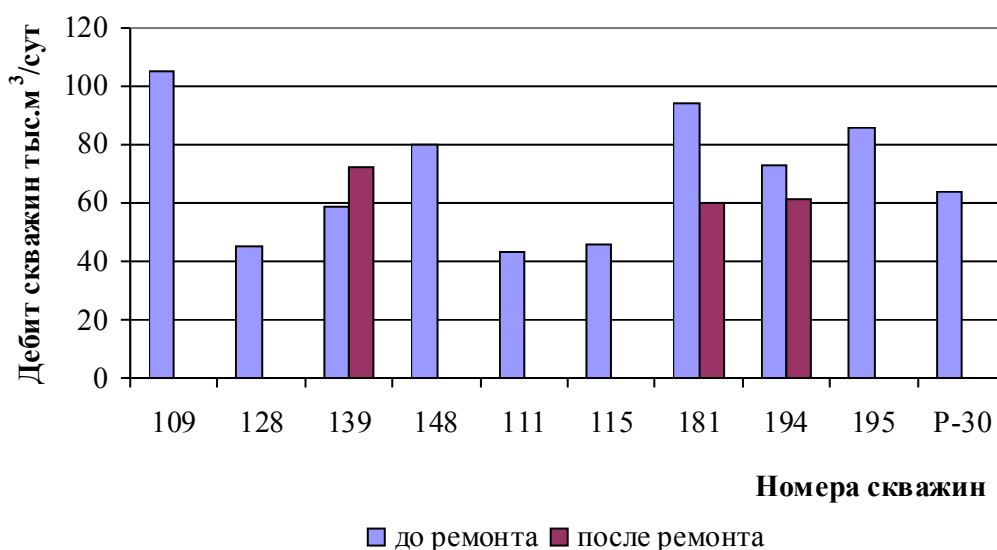


Рисунок 5 - Дебиты скважин Вынгапуровского месторождения

Таким образом, основными осложнениями при эксплуатации и ремонте скважин на месторождениях Западной Сибири, находящиеся на заключительной стадии разработки, являются:

- аномально низкое пластовое давление, из-за чего затруднены работы по глушению скважины, водоизоляции и креплению ПЗП, вызов притока газа;
- обводнение ПЗП;
- разрушение скелета пласта и вынос песка в скважину;
- образование песчаных пробок;
- снижение интервалов газонасыщенности, недостаточная толщина оставшегося газоносного интервала;
- наличие смятия эксплуатационных колонн, их разрушение в интервалах перфорации скважин;
- прихват НКТ;
- наличие воды в продукции и накопление песчано-глинистых пробок на забоях во время освоения скважин.

В связи с этим происходит постоянный поиск и испытание новых технологий и технологических жидкостей для проведения ремонтных работ. В последние годы на месторождениях успешно прошли апробацию следующие технологии и технологические жидкости:

- технология глушения скважин с использованием блокирующего раствора на основе состава РГС-100 (удельный вес 1050 кг/м^3 ; условная вязкость - 300 с) (ООО НПП «Ростектехнология»);
- промывочная жидкость на основе биополимера «МС Вюхан», лигносульфоната КССБ, раствора хлористого кальция, ПАВ - поверхностно-активного вещества ОП-10 и газового конденсата (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология укрепления ПЗП с использованием суперпластификатора СП-1ВП (монасил) и полипропиленового волокна (фибра) (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология изоляции притока пластовых вод с использованием раствора «Монасил» (ОАО «СевКавНИПИГаз»);
- технология ликвидации межколонных газопроявлений с использованием раствора «Микродур» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»);
- технология демонтажа трубной и колонной головок с использованием пакера ПРО-ЯМО 2-182 (ООО «Газпром северподземремонт»);
- технология освоения скважин в условиях низких пластовых давлений (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»).

Все технологии прошли успешные испытания и рекомендуются для дальнейшего примене-

ния на скважинах месторождений, однако необходимо вести их дальнейшие испытания, не прекращая поиск и разработку новых технологий и технологических составов для проведения работ по КРС на завершающей стадии разработки месторождений.

В заключении можно рекомендовать следующее.

1. КРС следует проводить без глушения. В случае необходимости глушение рекомендуется проводить с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки путем заполнения интервала перфорации блокирующей композицией без продавливания ее в пласт, а выше ствол скважины следует заполнять жидкостью глушения.

2. Ликвидацию негерметичности эксплуатационных колонн рекомендуется проводить установкой хвостовиков.

3. С целью интенсификации притока можно рекомендовать глинокислотные обработки ПЗП. Это позволит удалять из ПЗП скапливающийся ил, что для сеноманских газовых залежей становится все более актуальным.

4. При выводе скважин из бездействующего фонда необходимо предусматривать работы не только по их вводу в эксплуатацию, но и по ликвидации этих скважин, если исчерпаны все возможности по вовлечению их в эксплуатацию.

5. Необходимо продолжить апробацию разработанных технических решений, не прекращая разработку новых эффективных технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ и освоения скважин, интенсификации добычи газа (обратные закачки, гидроразрыв пласта, применение ПАВ, кислотные обработки) в условиях аномально низких пластовых давлений.

6. Для сохранения действующего фонда и повышения продуктивности низкодебитных скважин перспективным представляется бурение боковых стволов в недренированные и обводненные зоны простаивающих или низкопродуктивных скважин, что позволит освоить остаточные запасы газа в окрестностях скважин путем вскрытия неосложненных геологическими и технологическими причинами участков залежей или интервалов разреза.

7. При проведении ремонтных работ следует пользоваться критериями выбора скважин для КРС.

Промывка песчаных пробок

Промывку песчано-глинистых пробок необходимо проводить в скважинах с достаточно точным определением (установлением) текущей или остаточной газонасыщенности, интервал перфорации которых значительно перекрыт песчаной пробкой, дебит ниже проектного более чем на 50 %. Не нужно проводить промывку песчано-глинистых пробок в скважинах с газонеотдающими интервалами пластов или с близко расположенным ГВК. Наоборот пусть имеющиеся песчано-глинистые пробки будут выполнять роль своеобразных герметизирующих экранов, предотвращающих продвижение пластовой воды к забою скважины. Необходимо точное знание положения газоотдающих и поглощающих интервалов, мест притока газа и воды, обводненных интервалов пласта. Промывку песчаных пробок следует осуществлять только с использованием колтюбинговых установок и с применением облегченных растворов.

Изоляция притока пластовой воды

Проводить в скважинах, интервал перфорации которых значительно перекрыт столбом жидкости, наблюдается постоянный вынос воды, применение ПАВ для удаления жидкости с забоя скважины не приводит к положительному результату, наблюдается поступление пластовой воды по негерметичности эксплуатационной колонны. При проведении работ по изоляции притока подошвенных вод с помощью ППА для предотвращения кольматации и снижения ФЕС вышележащих продуктивных участков коллектора рекомендуется технология снижения приемистости обводненной части пласта и последующей селективной изоляции с применением пакера, спускаемого на колонне НКТ для предотвращения загрязнения вышележащей продуктивной части коллектора. Водоизоляционные работы проводить в два этапа (полимер + цемент):

- первоначального закачивания твердеющего в пластовых условиях изоляционного полимерного состава;

- последующего после технической паузы (36-48 часов) закачивания раствора портландцемента с химическими добавками для дозакрепления водоизоляционного экрана.

Закрепление ПЗП

Проводить в скважинах, в которых наблюдается вынос песка в результате разрушения пород-коллекторов вследствие воздействия выносимой пластовой воды и добываемого газа. Составы для крепления призабойной зоны продуктивного пласта должны исключать кольматацию. Недопустимо проведение работ по креплению ПЗП цементным раствором, так как это приводит к загрязнению ПЗП.

Ремонт, замена ФА

Проводить на скважинах, оснащенных старыми фонтанными арматурами Бакинского производства и с негерметичными задвижками, в процессе плановых КРС. В случае негерметичности устьевого оборудования работы по устранению негерметичности с помощью установки цементного моста приводит к последующему загрязнению ПЗП и ухудшению ФЕС при разбуривании моста. Для ликвидации негерметичности устьевого оборудования следует вместо цементного моста устанавливать изоляционный пакер, что позволит снизить, если не полностью предотвратить, загрязнение ПЗП. Замену неисправных задвижек проводить под давлением, с привлечением противодвигательной службы.

Список использованных источников

1. Кустышев А.В. Методология сложного капитального ремонта скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2007. № 2.- С. 4-9.
2. Кустышев А.В. Некоторые закономерности капитальных ремонтов газовых скважин на месторождениях Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2007. № 3.- С. 12-17.
3. Кустышев А.В., Чижова Т.И., Кряквин Д.А., Немков А.В., Кустышев Д.А., Кочетов С.Г., Рахимов Н.В. Проблемы и реалии сложных ремонтов газовых скважин Западной Сибири // Наука и техника в газовой промышленности. 2008. № 4.- С. 76-79.

Содержание	Стр.
Список компаний-участников	7
Приветственное слово Генерального директора ООО «НПФ «Нитпо» В.М. Строганова	8
Проблемы капитального ремонта газовых скважин на месторождениях Западной Сибири и пути их решения Кустышев А.В., Кряквин Д.А., Паникаровский Е.В., Немков А.В., Кустышев Д.А. (ООО «ТюменьНИИгипрогаз»)	9
Анализ проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП «ПО "Белоруснефть"» с использованием составов на основе АКОР-БН102 Пысенков В.Г., Лымарь И.В., Демяненко Н.А., Пирожков В.В. (РУП «ПО «Белоруснефть»)	15
Ремонтно-изоляционные работы с применением технологии паст на основе цементного раствора и полиакриламида FR 307 Тимченко С.В., Вандрик Я.Б. (ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «БН») Светашов В.Н., Цыганов М.С. (ООО «Югсон-Сервис»)	20
Механический метод изоляции прорывов газа и воды в добывающих скважинах Шляпников Ю.В., И.И.Бекмансуров, А.М.Насыров (ОАО «Удмуртнефть»)	24
Опыт применения современных технологий капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов в ООО «Кубаньгазпром» Аносов Э. В. (ООО «Кубаньгазпром»)	29
Новые технологии. Минимум воздействия – максимум нефтедобычи Аминев М.Х. (ООО НПФ «Пакер»)	37
Ограничение водопритока кремнийорганическим продуктом АКОР БН-102 с применением гибких труб. Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, Д.К. Хасанова, А.К. Сахапова (Институт «ТатНИПИнефть» ОАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина)	43
Опыт применения тампонажных растворов на углеводородной основе при ликвидации поглощений и РИР Заворотный В.Л., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н. , Феткулаев Л.А. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина)	46
Применение ПАВ в технологических жидкостях при ТИКРС в условиях месторождений Ноябрьского региона Рожелюк Б.В., Ибрагимов А.Х., Кабо В.Я., Хакимов А.А. (ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)	51
Технология и оборудование ведения внутрискваженных работ без воздействия на ПЗП Коротченко А.Н. (ТюмГНГУ) Светашов Н.Н., Светашов В.Н. (ООО «Югсон-Сервис») Зозуля Г.П., Зольникова Т.В. (ООО «ТюменьНИИгипрогаз»)	56
Комплексные технологии ремонта и защиты колонн в скважинах Барсуковского месторождения Тяпов О.А., Михайлов А.Г., Мезиков С.Е. (ООО «РН-Пурнефтегаз») Пресняков А.Ю. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)	63
Состояние и перспективы применения кислотных обработок в нефтяной отрасли Кононенко П.И., Скачедуб А.А. (ЗАО «Рен форс»)	70
Метод ОПЗ нефтяных и нагнетательных скважин устройством ДКВС Немков А.Н., Кордик К.Е., Земцов Ю.В. (ООО «КогалымНИПИнефть»)	77
Опыт и перспективы использования соляной кислоты для интенсификации притока газа на Астраханском ГКМ Зонтов Р.Е., Булдакова А.М., Шевяхов А.А (ООО «Газпром добыча Астрахань»)	81
Оборудование и технологии для повышения нефтеотдачи пластов и гидродинамических исследований скважин Хакимов Р.В., Зарипов Р.Р. (ОАО НПФ «Геофизика»)	86
Композиции на основе полимер-коллоидных комплексов для повышения нефтеотдачи пластов	91

Радченко С.С., Озерин А.С., Радченко Ф.С., Зельцер П.С. (Волгоградский государственный технический университет)	
Проблемы и решения по предотвращению пескопроявления в обводняющейся газовой скважине Дубровский В.Н., Кустышев Д.А., Кривенец Т.В. (ООО «Газпром добыча Надым, ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	95
Восстановление простаивающих скважин на Вынгапуровском газовом месторождении Кононов А.В., Дубровский В.Н., Кустышев Д.А., Губина И.А. (ООО «Газпром добыча Надым, ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	97
Оценка возможности применения метода газоимпульсного воздействия на призабойную зону нефтегазоконденсатных скважин Мельников А.А., Хозяинов В.Н., Пилат К.А., Леонтьев Д.С., Дегтярев А.В., Кустышев А.В. (ТюмГНГУ, ООО «Газпром подземремонт Уренгой», ООО «ТюменНИИгипрогаз»)	99
Применение азотных компрессорных станций для повышения нефтеотдачи пластов Ворошилов И.В. (ООО «Краснодарский Компрессорный завод»)	103
Продление рентабельного периода работы залежи, как один из способов повышения нефтеотдачи Борисов А.Г. (ТюменНИИгипрогаз)	106
Оценка возможности восстановления скважин после ликвидации открытого газового фонтана Кустышев И.А., Чабаев Л.У., Кустышев Д.А. (ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газобезопасность»)	110
Проект "Испытание и внедрение компоновок для совместной разработки 2-х объектов" Нижевич Д.А., Сметанников А.П. (Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Восточной нефтяной компании)	113
Возможные осложнения (технологические риски) при зарезке боковых стволов Чебаков И.В. (ООО «БИТТЕХНИКА»)	116
Инструмент для проведения различных технологических операций в скважинах с использованием колтюбинговых установок Штахов Е.Н., Штахов Ю.Н. (ООО «НПП «РосТЭКтехнологии») Левкулич И.И., Могильный А.П. (ООО ОП «Интегра-Сервисы)	118
Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» Цыганова Э.Ф., Кибирева А.С., Виноградова И.А. (ООО «ЖогалымНИПИнефть»)	120
Опыт проведения ГРП (КГРП) на карбонатных глубокопогруженных залежах Припятского прогиба Пысенков В.Г., Гавриленко А.И., Драбкин А.В. (РУП ПО Белоруснефть БелНИПИнефть)	128
Результаты применения технологий ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири Виноградова И.А. (ООО «ЖогалымНИПИнефть»)	132
Гидравлический разрыв пласта при расконсервации разведочных скважин бованенковского месторождения Вакорин Е.В., Кустышев Д.А., Губина И.А., Попова Ж.С., Федосеев А.П., Кустышев А.В. (ООО «ТюменНИИгипрогаз», ТюмГНГУ, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»)	139
Совершенствование технологического процесса и оборудования крепления хвостовиков в вертикальных и горизонтальных стволах Карасев В.П. (ЗАО «ОКБ Зенит», к.т.н., профессор СибГАУ) Сатаев В.И. (ЗАО «ОКБ Зенит»)	141
Современные методы борьбы с пескопроявлением при заканчивании скважин. Скважинные фильтры PPS, PMS, PPK Риман Д. О., Шакуров А.Р. (ООО «РосПромСервис»)	150
Применение химреагентов ООО НПО "Химбурнефть" для повышения качества вскрытия продуктивных пластов	154

Мойса Ю. Н. (ООО НПО "Химбурнефть")	
Осложнения при бурении скважин Бабаян Э. В.	159
Применение глубинной видеосъемки в технологиях исследований, бурения и КРС Скворцов В.Ю.(ООО «Технологии Исследований Скважин») Смирнов А.Н.(Ухтинский Государственный Технический Университет) Уляшев Е.В. (ООО «Вуктылгазгеофизика»)	164
Обоснование характерных размеров порового канала для определения степени его капиллярности Борисов А.Г (ТюменНИИгипрогаз)	167
Некоторые аспекты разработки ингибиторов сероводородной коррозии Каленкова А.Н. (ООО «Химкор-Сервис», ОАО НИИ «Ярсинтез») Беспалов В.П. (ОАО НИИ «Ярсинтез»)	172
Разработка технико-технологических рекомендаций для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождении Ключевое-Дыш Краснодарского края Кусов Г.В., Шостак Н.А.(Кубанский государственный технологический университет)	178
Содержание	190

V Международная научно-практическая конференция
**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**



24-29 мая 2010 года

www.oilgasconference.ru

info@oilgasconference.ru; oilgasconference@mail.ru

Тел/факс: (861) 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65, 210-04-12

ФОРМА РЕГИСТРАЦИИ УЧАСТНИКА

Заполните данную форму и отправьте Организаторам по факсу или электронной почте.

Важная информация: участие с докладом в конференции подразумевает согласие Автора на публикацию материалов доклада в открытой печати, если иное не оговорено в Договоре. Публикуемые материалы не рецензируются и не возвращаются. Ответственность за достоверность материалов доклада несет Автор.

Фамилия/Имя/Отчество _____

Компания _____

Департамент/Должность _____

Адрес _____

Телефон _____ Факс _____

ВНИМАНИЕ!!! Просим Вас не забывать указывать телефонный код города.

e-mail _____ Сайт в Internet _____

Предварительная тема доклада _____

Условия участия и размещения _____

Реквизиты компании для заключения договора просим направлять по электронной почте или по факсу вместе с формой регистрации участника.

После обработки заявки с Вами свяжется менеджер, у которого Вы сможете получить дополнительную интересующую Вас информацию.



ООО Научно-производственная фирма «Пакер» основана 14 апреля 1992 года. За 17 лет предприятие из отдела НИИ, отправившееся в самостоятельное плавание, выросло в современное динамично развивающееся предприятие с численностью более 500 человек. На сегодняшний день НПФ «Пакер» является ведущим металлообрабатывающим предприятием в регионе и успешно зарекомендовала себя как производитель и поставщик пакерно-якорного оборудования для ППД, эксплуатации, ГРП и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин для более 250 нефтегазодобывающих и сервисных предприятий России и стран СНГ.

Становление предприятия пришлось на не простые постперестроечные годы, когда в стране во главу угла ставилось зарабатывание денег. Но, несмотря на это фирма всегда считала, что главное – помочь заказчику решить его задачу, а не просто продать ему товар. Именно благодаря внимательному отношению к заказчику на сегодняшний день НПФ «Пакер» имеет репутацию надежного и долгосрочного партнера. В условиях России и СНГ наше оборудование показало себя как надежное и удобное в работе. Это помогает НПФ «Пакер» прочно занимать на рынке производителей пакерно-якорного оборудования свою нишу в числе лидеров.

По многочисленным отзывам пакеры для гидроразрыва пласта типа: ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2, ПРО-ЯМЗ-ЯГ2, ПРО-ЯМО2-ЯГ1(М), ПРО-ЯМ2-ЯГ1(М) не уступают по надежности лучшим зарубежным аналогам.

Сегодня фирма ставит перед собой задачу стать одной из лучших в мире в своем сегменте рынка, поэтому, приняв для себя приемлемым только интенсивный путь развития, за последние два года открыло свои сервисные центры по прокату, ремонту и инженерно-технологическому сопровождению пакерно-якорного оборудования непосредственно в местах их эксплуатации нефтегазодобывающими управлениями. Это гарантирует высокое качество выполняемых работ, соответствующее требованиям завода-изготовителя.

НПФ «Пакер» расширяет пределы своей деятельности и предлагает услуги по изготовлению импортных запчастей и металлоизделий различной сложности по требованиям заказчика на высокопроизводительном оборудовании от ведущих мировых производителей.

Руководство фирмы никогда не забывало, что самый ценный капитал любой компании – это сотрудники. Поэтому на фирме большое внимание уделяют обучению персонала. Ежегодно на это выделяется порядка 2 миллионов рублей, кроме того ведущие технические специалисты периодически посещают крупнейшие выставки и участвуют в конференциях. Но обучаются не только инженерно-технические работники, но и рабочие. Так в Японии обучено 16 человек операторов и обслуживающего персонала, в Италии 5 человек. Все это позволяет более эффективно внедрять на производстве элементы 5S и Кайдзен. Так делегация японской ассоциации по торговле с Россией и независимыми государствами (РОТОБО), которая посетила НПФ «Пакер» в числе 20 других предприятий в рамках выбора партнера для внедрения японских систем управления, в своем заключении дала следующую оценку: «... В компании «Пакер» мы заметили много свидетельств внедрения системы Кайдзен. Офис и производство содержатся в чистоте, медицинский кабинет в полном объеме оснащен оборудованием. «Пакер» поразил нас своим старанием и действиями... Компания произвела исключительно изысканное впечатление, мы даже не могли представить, что она находится в регионе, а не в республиканском центре. Однако, с учетом нашей цели, в «Пакер» в достаточной мере внедрена система японского типа управления, уже осуществляются конкретное корпоративное направление, планы и т.д., и мы пришли к выводу, что в компании мало причин для нашей консультации.»

Экономический кризис и падение цен на нефть дают прекрасную возможность предприятию занять свою нишу в других отраслях промышленности и руководство уверенно, что НПФ «Пакер» в сложившейся ситуации выйдет еще более компетентной командой профессионалов, способных преодолевать любые трудности.

Первостепенными задачами для успешного существования в бизнесе являются качество и скорость реагирования. Современное оборудование, квалифицированный персонал и действующая система менеджмента качества, позволяют обеспечивать требуемый уровень производства и сервиса. НПФ «Пакер» рада приветствовать Вас в своих стенах и приглашает ознакомиться с производством, продукцией и услугами нашего предприятия.



ООО «ЮГСОН-СЕРВИС»

Россия, 625049, г. Тюмень, ул. Московский тракт, д. 149 корп. 3

Телефон: (3452) 30-69-72, 30-69-73

Факс: (3452) 30-69-74 e-mail: info@yugson.ru

Компания специализируется на разработке новых технологий в области освоения скважин, интенсификации притока и добычи нефти. Ведётся постоянная работа по проектированию и производству пакеров различных типов, в том числе разбуриваемых, а также якорей гидравлических, струйных насосов, превенторов малогабаритных и другого нефтепромыслового оборудования. Осуществляется гарантийное и сервисное обслуживание поставляемого оборудования, продукция изготавливается в соответствии с индивидуальными требованиями Заказчика. Продукция сертифицирована.



YUGSON-Service Ltd

Moskovski Trakt Str., 149/3, 625049 Tyumen, Russia

Telephone: +7 3452 30-69-72, 30-69-73

Fax: +7 3452 30-69-74 e-mail: info@yugson.ru

It is the company dealing with elaboration of modern technologies in the field of well development, stimulation and oil production. Permanent work on projection and manufacture of packers of different types, including a drillable packer, and hydraulic anchors, jet pumps, small-size preventers and other oil field equipment as well is being carried out. Warranty and after-sales services of the delivered equipment are provided. Products meeting the individual customer's requirements are offered. The products are certified.



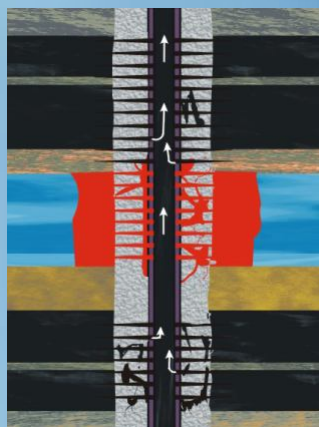
ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо"

является разработчиком и эксклюзивным поставщиком кремнийорганических тампонажных

материалов **АКОР-БН®**

ООО "НПФ "Нитпо" работает на нефтегазовом рынке России и СНГ с 1991 года и успело зарекомендовать себя как динамично развивающееся предприятие с сильной научной базой, надежный поставщик оборудования, реагентов и инженеринговых услуг для предприятий нефтегазовой отрасли.

Эксклюзивный продукт – кремнийорганические тампонажные материалы группы АКОР-БН® – являются собственной разработкой ООО "НПФ "Нитпо". Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР-БН® выпускаются с 2000 года вместо материалов предыдущего поколения АКОР-Б. Основные преимущества АКОР-БН® перед АКОР-Б100:



- лучшая совместимость с водой, водными растворами солей и полимеров;
- отсутствие образования осадка при смешении с водой;
- значительно возросшая селективность;
- улучшенные фильтрационные и прочностные характеристики.

Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР-БН® – жидкости от желто-коричневого до темно-коричневого цвета с температурой замерзания ниже минус 50 °С, динамической вязкостью 1-30 мПа·с и плотностью 980-1100 кг/м³ при 20 °С. В присутствии воды они гидролизуются с образованием жидких водорастворимых продуктов, которые затем отверждаются (гелируют).

Материалы АКОР-БН® – базовые реагенты. В зависимости от поставленной цели и выбранной технологической схемы проведения работ их можно использовать в товарном виде или на их основе готовить различные изоляционные составы и композиции. Наиболее широко применяемым является водонаполненный состав в соотношении АКОР-БН®-вода = 1-3. Водонаполненная композиция не утрачивает способность к отверждению, не теряет эксплуатационные свойства и в дальнейшем под воздействием температуры и других факторов образует прочный гель в полном объеме, который не растворяется водой. Расход товарного материала АКОР-БН® на одну скважино-операцию обычно составляет от 1,5 до 4,5 тонн и зависит от вида проводимых работ, объекта воздействия и выбранной технологической схемы.

Материалы АКОР-БН® применимы в терригенных и карбонатных коллекторах с пластовой температурой до 300 °С, способны отверждаться под воздействием воды любого типа и любой минерализации и предназначены для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и ПГХ скважинах:

- ликвидация заколонных перетоков;
- ликвидация пропластового обводнения;
- ликвидация притока подошвенных вод;
- отключение отдельных обводнившихся интервалов пласта;
- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны;
- выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Наибольшее применение получил материал АКОР-БН®102. В период с 2000 по 2008 год с использованием материалов АКОР-БН® проведено более 1000 скважино-операций.

Выбирая материалы АКОР-БН®, клиенты фирмы "Нитпо" получают не только высокоэффективные реагенты, но и дополнительные важные преимущества – доступность информации об опыте применения тампонажных материалов и рекомендаций по технологическим схемам проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах, а также готовность наших специалистов оказать помощь в планировании операции – от консультации по e-mail и телефону до выезда на скважину.

АКОР-БН® – НАДЕЖНАЯ ЗАЩИТА НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ОТ ВОД



Тел./факс: (861) 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65,
210-04-12

e-mail: nitpo@nitpo.ru; web-site: www.nitpo.ru

ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо"



WWW.NITPO.RU

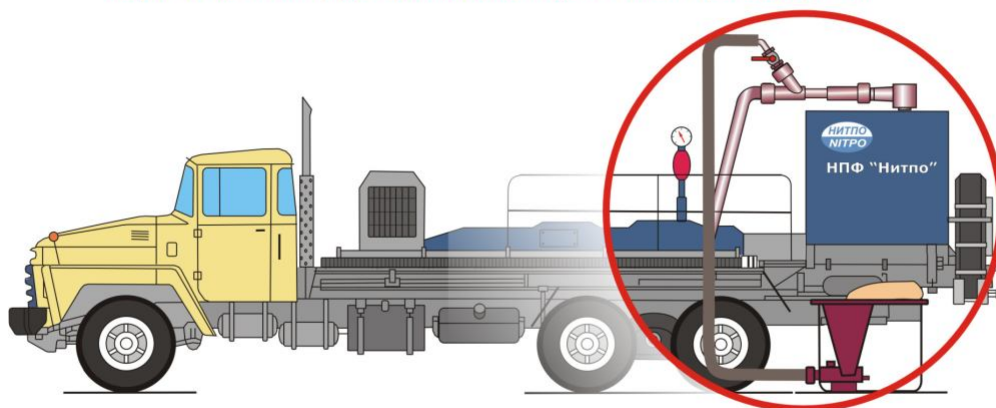
ДИСПЕРГАЦИОННО-ДОЗИРОВОЧНЫЙ СМЕСИТЕЛЬ ДДС-2М

Комплект смесительно-диспергационно-дозировочного оборудования (ДДС-2М) предназначен для одновременного гидروвакуумного дозированного ввода, смешивания и диспергирования порошкообразных и жидких компонентов в процессе приготовления специальных растворов и технологических жидкостей различного назначения.

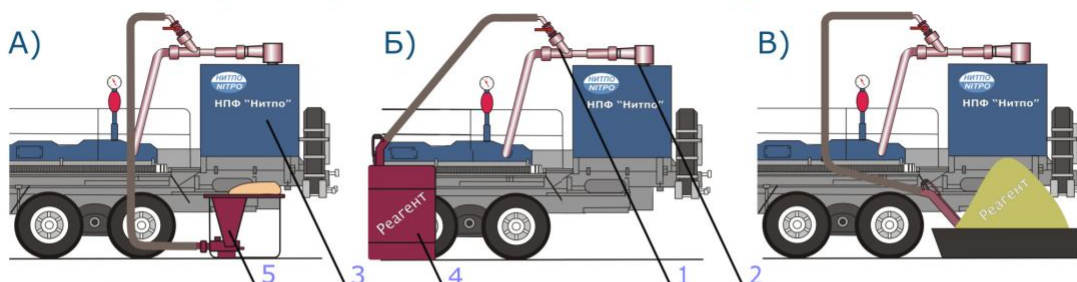
Основные параметры технической характеристики ДДС-2М

1	Рабочее давление на входе в эжекционно-вакуумный смеситель, МПа:	без применения диспергатора высокого давления с применением диспергатора высокого давления	0,6-4,0 10-12
2	Пропускная способность по рабочей жидкости, м ³ /ч, не менее		50
3	Величина создаваемого вакуума, кгс ⁻¹ , не менее		0,9
4	Регулируемая скорость засасывания различных порошкообразных материалов через переносную воронку, кг/мин		0-100
5	Регулируемая скорость всасывания жидких компонентов (процентное отношение засасываемого компонента по отношению к рабочей жидкости за один рабочий цикл), %		0-25

Вариант монтажа ДДС-2М на цементировочном агрегате ЦА-320



Варианты применения дополнительного оборудования



На рисунке обозначены:

А - забор порошкообразных материалов с применением воронки;

Б - забор жидких материалов при приготовлении эмульсии;

В - забор порошкообразных материалов с применением насадки для отбора из мешков и контейнеров.

- 1 - смеситель эжекционный;
- 2 - диспергатор;
- 3 - мерная емкость;
- 4 - бочка или другая емкость;
- 5 - воронка для сыпучих реагентов.

Тел./факс: (861) 210-04-12, 216-83-63
216-83-64, 216-83-65

E-mail: nitpo@nitpo.ru; nitpo@mail.ru

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН
И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

(Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции
г. Геленджик, Краснодарский край
18 - 23 мая 2009 г.)

Верстка – Е.Л. Вдовина

Перевод – Е.Л. Вдовина

Сдано в набор 27.07.2009 г. Подписано в печать 10.08.2009 г.
Формат бумаги 210×297. Бумага листовая для офисной техники.
Гарнитура «Times New Roman». Печать лазерная полноцветная.
Тираж 500 экз.

ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»
350049, Краснодар, ул. Котовского, д. 42, 4 этаж, офис 12
Тел/факс: (861) 216-83-63; 216-83-64; 216-83-65; 210-04-12
e-mail: nitpo@mail.ru, nitpo@nitpo.ru

www.nitpo.ru

**По вопросам приобретения
данного издания обращайтесь :
E-mail: info@oilgasconference.ru
oilgasconference@mail.ru
Тел., факс: (861)216-83-63, -64, -65
(861) 210-04-12
Web-site: www.oilgasconference.ru**