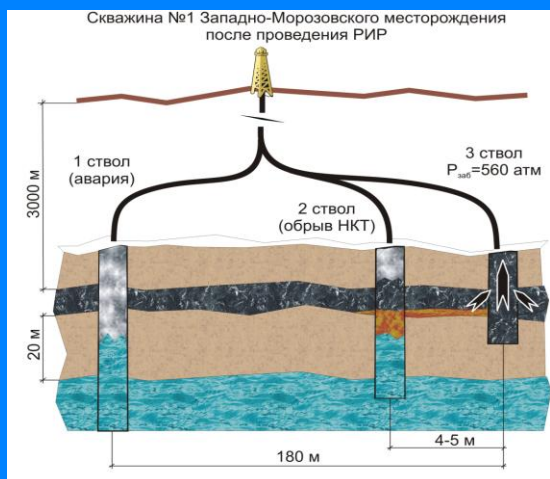
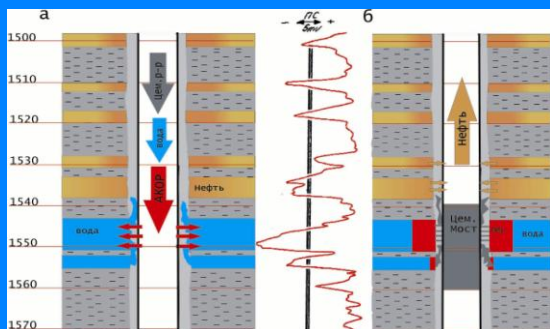




ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»
Надежность
Оперативность
Качество



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

Сборник докладов 7-й Международной
научно-практической конференции
Геленджик, Краснодарский край
21-26 мая 2012 г.

Краснодар
2012



ООО «Научно-производственная фирма «Нитро»

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

Сборник докладов

7-й Международной научно-практической конференции

Геленджик, Краснодарский край

21 - 26 мая 2012 г.

Краснодар

2012

УДК 622.276; 622.276.7; 622.279; 622.279.7

ББК 33.361; 33.362

Под редакцией: **В.М. Строганова, Д.М. Пономарева, А.М. Строганова**

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докл. 7-й Международной научно-практической конференции. Геленджик, Краснодарский край, 2012 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2012. – 136 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-02-6



«Research-and-Production firm «Nitpo», LLC

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

The collection of reports
of the 7th International research-and-practise conference
Gelendzhik, Krasnodar region
21st - 26th May, 2012

Krasnodar

2012

UDK 622.276; 622.276.7; 622.279; 622.279.7

BBK 33.361; 33.362

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

Current technologies of well workover and enhanced oil recovery. Trends of development: The collection of reports of the 7th International research-and-practise conference. Gelendzhik, Krasnodar region, 2012 / «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, 2012. – 136 p.: fig.

ISBN 978-5-905924-02-6

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

7-я Международная научно-практическая конференция

21 - 26 мая 2012 года, г. Геленджик, с. Кабардинка



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



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:



СПОНСОР КОФЕ-БРЕЙКОВ:



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»
Надежность
Оперативность
Качество

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:

тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)
e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

7th International research-and-practise conference

21st - 26th May, 2012, Gelendzhik, Russia



Current technologies of well workover and enhanced oil recovery. Trends of development



INFORMATION SUPPORT:

SPONSOR OF COFFE BREAKS:



«Research - and - production firm «Nitro», LLC
Reliability
Efficiency
Quality

ORGANIZING COMMITTEE:

tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)
e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru



7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OilGas
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



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

21-26 мая 2012 г., г. Геленджик, с. Кабардинка

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: СПОНСОР КОФЕ-БРЕЙКОВ: ОРГАНИЗАТОР:





7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



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

21-26 мая 2012 г., г. Геленджик, с. Кабардинка

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА: СПОНСОР КОФЕ-БРЕЙКОВ: ОРГАНИЗАТОР:



СО Д Е Р Ж А Н И Е	стр.
<p>ТЕХНОГЕННЫЕ ПРИЧИНЫ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ П.И. Кононенко, А.А. Скачедуб, А.С. Якимов, А.А. Мацыгоров (ЗАО «Ренфорс») В.М. Слиденко, Л.К. Листовщик (Национальный технический университет Украины «КПИ»)</p>	13
<p>ТЕХНОЛОГИИ ОАО НПП «ВНИИГИС» ДЛЯ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ В.Т. Перельгин, А.И. Лысенков, В.Н. Даниленко, В.П. Чупров (ОАО НПП «ВНИИГИС»)</p>	23
<p>ПРЕИМУЩЕСТВА ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ЩЕЛЕВОЙ ПЕРФОРАЦИИ ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА Д.И. Ланский (ООО «Комплекс»)</p>	31
<p>ТЕХНОЛОГИЯ WOTASOFT ДЛЯ ЩАДЯЩЕГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С.А. Демахин (ООО «Зиракс»)</p>	35
<p>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОПЗ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» Ю.А. Катков (ООО «РН-Пурнефтегаз»)</p>	40
<p>ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ С.С. Радченко (Волгоградский государственный технический университет) П.С. Зельцер (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде) Ф.С. Радченко (Волгоградский государственный технический университет)</p>	45
<p>СОВРЕМЕННЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ МЕТОДОВ ИЗОЛЯЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ ВОДЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ Ю.В. Земцов (ООО «ТННЦ»)</p>	53
<p>СЕЛЕКТИВНЫЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ И.А. Сагидуллин, С.А. Блинов, И.К. Султанов (ООО «Кварц»)</p>	68
<p>ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ И.В. Серебренников, Е.Н. Мальшаков (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИ-нефть» в г. Тюмени)</p>	72
<p>АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВЫБОРА РАБОЧИХ АГЕНТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ А.В. Строганова (ООО «НПФ «Нитпо») Р.Г. Яковенко (ГБОУ Краснодарского края ККИДППО) Д.М. Пономарев (ООО «НПФ «Нитпо»)</p>	75
<p>СТАНЦИИ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ СЕРИИ ГЕОСТАР-ПКРС А.Н. Ларионов (ООО «СТК ГЕОСТАР»)</p>	80
<p>ДИАГНОСТИКА СКВАЖИНЫ. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ С.С. Новиков (ООО «ПКФ «Недра-С»)</p>	85

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПРОМЫВКЕ СКВАЖИН А.Ю. Плеханов (ОАО «Сибнефтемаш»)	90
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗОТНЫХ УСТАНОВОК В ПРОЦЕССАХ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ «ТЕГАС» К СЕРВИСНОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ВЫПУСКАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ О.В. Кихтенко (ООО «ТЕГАС»)	94
ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ АМОРТИЗАТОРА ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА Д.С. Исмаилов (НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР)	101
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ТЕКУЩЕМ И КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН Б.М. Миннуллин (ООО НПФ «Пакер»)	103
НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С.В. Брыков (ООО «Производственная фирма «Пакер Тулз») О.В. Скибин (ООО «Пакер Сервис»)	110
О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИМПЛОЗИОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ Ю.А. Бурьян, В.Н. Сорокин (Омский государственный технический университет)	113
ПОДБОР И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ В ПРОЦЕССАХ СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН С.К. Чепик (ООО «ИНТЕРЮНИС»)	120
ОПЫТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА САХАЛИНЕ А.А. Кузнецов, Д.А. Юрьев (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»)	126
ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ Д.М. Ермаков (ООО «Ярко Групп»)	131

C O N T E N T S	р.
<i>Technogenic Reasons of BH Clogging and Possible Way to Eliminate It</i> <i>P.I. Kononenko, A.A. Skachedub, A.S. Yakimov, A.A. Matsygorov (ZAO "Renforce") V.M. Slidenko, L.K. Listovschik ("KPI" Ukrainian National State Technical University)</i>	13
<i>OAO NNPP "VNIIGIS" Procedures to Resolve Complicated Geological and Technical Objectives in Oil and Gas Wells</i> <i>V.T. Perelygin, A.I. Lysenkov, V.N. Danilenko, V.P. Chuprov (OAO NPP "VNIIGIS")</i>	23
<i>Advantages in Applying Hydro Mechanical jet Perforation at Casing Perforation</i> <i>D.I. Lansky (OOO "Complex")</i>	31
<i>Wotasoft™ Procedure for Non Damaging Well Killing</i> <i>S.A. Demakhin (OOO "Zirax")</i>	35
<i>Improvements in Efficiency of BH Treatment Procedures in Challenging Geological Conditions of OOO "RN-Purneftegas"</i> <i>Yu.A. Katkov (OOO "RN-Purneftegas")</i>	40
<i>Application of Gel Compositions at the Basis of Polymer Colloidal Solutions for Water Shut off in Production Wells</i> <i>S.S. Radchenko (Volgograd State Technical University) P.S. Zeltser (Branch of OOO "LUKOIL-Engineering" "VolgogradNIPImorneft" in Volgograd) F.S. Radchenko (Volgograd State Technical University)</i>	45
<i>Contemporary Scientific and Technical Level of Procedures to Isolate the Annulus Water Cross flows. Prospects of Their Application in Western Siberia</i> <i>Yu.V. Zemtsov (OOO "TNNC")</i>	53
<i>Selective Reagents for Water Shut off Jobs</i> <i>I.A. Sagidullin, S.A. Blinov, I.K. Sultanov (OOO "Quartz")</i>	68
<i>Features While Selecting Candidate Wells for Well Remedial and Squeeze Jobs</i> <i>I.V. Serebriannikov, E.N. Malshakov (Branch of OOO "LUKOIL_Engineering" "KogalymNIPIneft" in Tyumen)</i>	72
<i>Automated Procedure to Select Work Agents to Perform Process Operations Using Coil Tubing Rig</i> <i>A.V. Stroganova (OOO "NPF "Nitpo") R.G. Yakovenko (GBOU of Krasnodar region KKIDPPO) D.M. Ponomarev (OOO "NPF "Nitpo")</i>	75
<i>Controlling stations of technological processes of the GEOSTAR-PKRS</i> <i>A.N. Larionov (OOO "STK GEOSTAR")</i>	80
<i>Well Diagnostics. Prevention and Control of Annulus Cross flows</i> <i>S.S. Novikov (OOO "PKF "Nedra-S")</i>	85
<i>Modern Procedures of Well Washing out</i> <i>A.Yu. Plekhanov (OAO "Sibneftemach")</i>	90
<i>Usage of the nitrogen units in the process of well servicing and enhanced oil recovery. New approaches of the industrial group "TEGAS" to the service maintenance of the manufactured equipment</i> <i>O.V. Kikhtenko (OOO "TEGAS")</i>	94
<i>Study and Evaluation of Free Piping Damper Parameters</i> <i>D.S. Ismailov (NIPi "Neftegas", SOCAR)</i>	101

<i>Equipment used for conducting production operations in the process of well-workover jobs</i> <i>B.M. Minnullin (OOO NPF "Paker")</i>	103
<i>New Capabilities of Selective Packer Equipment</i> <i>S.V. Brykov (OOO "PF "Packer Tools")</i> <i>O.V. Skibin (OOO "Packer Service")</i>	110
<i>On Possibility to Apply Implosive Generators in Inclined and Horizontal Wells</i> <i>Yu.A. Buryan, V.N. Sorokin (Omsk State Technical University)</i>	113
<i>Selection and optimization of technological operations in the process of well stimulation</i> <i>S.K. Chepik (OOO "INTERUNIS")</i>	120
<i>Practice of field development with heavy oil on Sakhalin</i> <i>A.A. Kuznetsov, D.A. Yuryev (OOO "RN-SakhalinNIPImorneft")</i>	126
<i>Application of Bio polymers in Oil Production</i> <i>D.M. Yermakov (OOO "Yarko Group")</i>	131

ТЕХНОГЕННЫЕ ПРИЧИНЫ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ

П.И. Кононенко, А.А. Скачедуб, А.С. Якимов, А.А. Мацыгоров (ЗАО «Ренфорс»)
В.М. Слиденко, Л.К. Листовщик (Национальный технический университет Украины «КПИ»)

Technogenic Reasons of BH Clogging and Possible Way to Eliminate It

*P.I. Kononenko, A.A. Skachedub, A.S. Yakimov, A.A. Matsygorov (ZAO "Renforce")
V.M. Slidenko, L.K. Listovschik ("KPI" Ukrainian National State Technical University)*



Кононенко П.И.



Скачедуб А.А.



Мацыгоров А.А.



Слиденко В.М.



Листовщик Л.К.

Приведен анализ технологических причин кольматации призабойной зоны пласта: выпадения в ПЗП асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО); увеличения толщины граничных слоев на поверхности порового пространства; образования водо-нефтяных эмульсий при проникновении в ПЗП нефтяных скважин пресной воды (фильтрата). Рассмотрены существующие эффективные технологии по устранению основных причин техногенной кольматации ПЗП с помощью различных химических реагентов, в частности методы интенсификации физико-химического воздействия на пласт с использованием импульсно-волновых технологий при закачке целевых технологических жидкостей и удалении продуктов реагирования из ПЗП.

The authors provide the analysis of process reasons for BH clogging: deposition of asphaltresin-paraffin deposits; growth in thickness of boundary layers at the surface of porous space, arrangement of water-oil emulsions during oil well BH zone treatments by fresh water (filtrate). The authors consider the existing effective procedures to eliminate the main technogenic reasons of BH clogging through the application of various chemicals, namely methods to stimulate physical and chemical reservoir treatments through the application of pulse-wave procedures during the injection of specific process fluids and the removal of the reacted products from BH zone.

Одним из наиболее распространенных мероприятий по поддержанию высокой текущей эффективности работы нефтяных и нагнетательных скважин является улучшение состояния призабойной зоны пластов (ПЗП), а успешность работ по интенсификации отборов нефти или газа из пластов и технологиям воздействия на пласт зависит от полноты информации по каждой конкретной скважине.

Важность информации о текущем состоянии ПЗП имеет исключительное значение, потому что именно эта зона в течении всего периода эксплуатации скважины подвержена различным техногенным воздействиям, в большей или меньшей степени влияющим на ее гидропроводимость. Нельзя забывать также, что регулирование процессов разработки месторождений затруднено или невозможно без привлечения новых методов повышения или восстановления проницаемости ПЗП с помощью эффективных методов ее разработки. Именно поэтому должны исследоваться не только процессы кольматации ПЗП, но и разрабатываться технологии по ее устранению [1, 2, 3].

Промысловикам следует учитывать также то, что на большинстве разрабатываемых месторождений уже во время первичного вскрытия продуктивного пласта в призабойной зоне происходят зачастую необратимые процессы, изменяющие структуру горных пород. Необратимость процессов ухудшения проницаемости ПЗП связана с пластической деформацией и уплотнением породы от воздействия бурового инструмента и горного давления, а также буровых растворов, обработанных различными реагентами [3, 4, 5].

Дополнительную лепту в загрязнение ПЗП на этом этапе вносят значительные репрессии, превышающие максимально допустимые в несколько раз.

Об уровне загрязненности призабойной зоны обычно судят по кривым восстановления давления (КВД), которые записываются при проведении исследований с помощью комплекса измерительного инструмента. Данные гидродинамических исследований вновь пробуренных скважин только подтверждают тот факт, что вскрытие продуктивных пластов на репрессиях, значительно превышающих пластовые давления, приводит к формированию зоны ухудшенной проницаемости ПЗП [6, 7].

По данным анализа группы месторождений, выполненного Апасовым Р.Т., репрессии при вскрытии продуктивных пластов достигали 13-40 % от пластового давления. Вскрытие продуктивных пластов на репрессиях, значительно превышающих пластовое давление, приводит к формированию дефектной зоны пласта, которая устанавливается по результатам испытаний в открытом стволе и подтверждается данными геофизических и гидродинамических исследований [8].

Известно, что проникновение фильтра бурового раствора в породу коллектора приводит к ухудшению коллекторских свойств ПЗП, которую принято характеризовать скин-эффектом [9]. Скин-эффект при бурении скважин может быть вызван:

- разбуханием по всему объему породы-коллектора гидрофильных материалов (глин);
- изменением смачиваемости пород;
- закупориванием связанных между собой пор проницаемости пород взвешенными в буровом растворе твердыми частицами или нерастворимыми осадками, полученными при взаимодействии раствора с пластовой водой.

Кроме проблем, связанных с первичным вскрытием пласта существует целый ряд отрицательных факторов воздействия на ПЗП, которые не только снижают фильтрационные характеристики скважин, но и ухудшают условия регулирования разработки месторождений, что в конечном итоге приводит к снижению темпов и полноты выработки залежей нефти.

К технологическим причинам кольтации призабойной зоны пласта большинство отечественных ученых и специалистов в области добычи нефти относят:

1. Выпадение в ПЗП асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО).

По данным отечественных исследователей отложений АСПО весьма разнообразны и определяются природой и составом нефти, а также термобарическими и геолого-техническими условиями эксплуатации нефтяных месторождений, при этом применение растворителей для их удаления должно непременно предусматривать как термодинамические, так и кинетические аспекты процесса растворения отложений [10, 11, 12, 13, 14, 15].

Специалистами ЗАО «Ренфорс» было установлено, что лучшей растворяющей и удаляющей способностью АСПО обладают многокомпонентные составы, содержащие одновременно алифатические, циклические и ароматические углеводороды с деэмульгирующими и диспергирующими добавками.

Особую проблему в скважинах, осложненных АСПО, представляет образование асфальто-подобных пробок на контакте пластовая нефть-кислота при кислотных обработках скважин. Процент неудач кислотных обработок при этом снижается более чем на 30 % [1, 5, 16].

Ранее проведенное изучение свойств пластовых нефтей показало, что:

- от 28 до 35 % пластовых нефтей образуют асфальтоподобную массу на контакте нефть-кислота;
- пробки состоят в основном из асфальтенов, смол и парафинов;
- пробки образуются за счет коагуляции коллоидных частиц в нефти;
- пробки практически нерастворимы;
- пробкообразование предотвращают синтетические стабилизаторы.

В основном пробки образуются в результате наличия коллоидных частиц в суспензиях. Они не разрушаются ни естественными, ни электрическими стабилизаторами. Окружающая среда (минералы породы) противодействует стабилизаторам (например, снижает рН кислоты) и коллоидные частицы осаждаются, срастаясь в маслоподобную массу. В этом случае энергии пласта для выноса пробкообразующего материала недостаточно, а сформировавшаяся пробка практически нерастворима в большинстве известных растворителей. Этим можно объяснить неудачи попыток повышения производительности скважин с помощью кислотных обработок.

2. Увеличение толщины граничных слоев на поверхности порового пространства по причинам снижения температуры в ПЗП и наличия в скважинной жидкости поверхностно-активных веществ природного или синтетического происхождения.

Известно, что мелкодисперсные частицы выбуриваемой породы и глобулы фильтрата бурового раствора при попадании в поровое пространство ПЗП контактируют с нефтью и на границе фаз образуются граничные слои нефти. Глубокий контакт граничных слоев на зерне породы с твердыми загрязняющими частицами приводит к резкому структурированию этих слоев, при этом загрязняющие частицы оказываются защемленными и не могут быть вынесены потоком жидкости из пласта, который поэтому будет эксплуатироваться ниже своих потенциальных возможностей. Эффект экранизации порового пространства пород может проявляться как за счет активных составляющих нефти, к которым относятся асфальтены, смолы и нафтеновые кислоты, так и за счет образования на поверхности пор экранирующего слоя из продуктов реакции кислотного состава с породой и нефтью [17].

В системе *нефть-порода-вода* главная роль в структурировании граничных слоев принадлежит водородной связи, хотя при высоких пластовых температурах становится заметной и роль гидрофобного связывания. Наиболее доступный и эффективный способ деструктурирования межфазных слоев – использование в составе нефтевытесняющих композиций щелочных реагентов, которые разрушают водородные связи и ослабляют гидрофобное воздействие между компонентами нефти, образующими эти слои [18].

Частично толщину граничного слоя можно также уменьшить за счет воздействия определенных химреагентов или прогрева ПЗП забойными нагревателями перед пуском скважины на приток. В этих случаях возможно также использование электрогидравлических импульсных генераторов, способных в режиме импульсного воздействия эффективно разогреть ПЗП. Видимо, наилучшие результаты все же можно ожидать, используя в скважинах, осложненных этими явлениями, синтетические стабилизаторы, влияющие на электрический заряд пластовой нефти. Устойчиво поддерживая твердые и коллоидные частицы во взвешенном состоянии, они предотвращают их осаждение.

3. *Образование водонефтяных эмульсий при проникновении в ПЗП нефтяных скважин пресной воды (фильтрата)*, что приводит к возникновению зачастую непреодолимых сопротивлений продвижению нефти к забою скважины.

Одной из наиболее важных проблем возникающих при нефтедобыче на поздней стадии эксплуатации месторождений, является образование в ПЗП стойких водонефтяных эмульсий. Причем стабилизаторами этих эмульсий могут быть как химреагенты, закачиваемые с целью повышения нефтеизвлечения, так и природные ПАВы в виде асфальтенов, смол и нафтеновых кислот [19].

Еще с 60-х годов известно, что основной причиной малой подвижности контуров нефтеносности при разработке ряда нефтяных пластов, обладающих относительно высокой физической проницаемостью, является образование на большом протяжении зоны с гидрофобной эмульсией, создающей большое сопротивление вытеснению нефти водой. В этой зоне возникают большие гидравлические сопротивления в связи с малой относительной проницаемостью ее для воды.

При прочих равных условиях длина промежуточной зоны тем больше, чем больше активность нефти, ее вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ и карбонатность пород и чем меньше содержание погребенной воды. С ростом значений указанных величин и с уменьшением количества погребенной воды, вероятность образования в промежуточной зоне гидрофобной эмульсии возрастает. В соответствии с этим уменьшается относительная проницаемость промежуточной зоны для воды и возрастает сопротивление продвижению ВНК [16].

Основной предпосылкой образования устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ) на этапе вскрытия безводных нефтенасыщенных пластов является проникновение в ПЗП водного фильтрата из состава промывочной жидкости, цементного раствора и перфорационной среды. С учетом того, что эти процессы в скоростных режимах проходят через множество местных сопротивлений с повышенными перепадами давления можно констатировать наличие благоприятных гидродинамических условий для образования эмульсии.

При движении свободной водной фазы через сеть капилляров и местных сужений пор происходит ее диспергирование до мельчайших капель, которые быстро стабилизируются и накапливаются в виде ВНЭ перед наиболее мягкими, не преодолеваемыми при данных градиентах давления, сужениями в пористой среде [20].

Описанная ситуация имеет место также при подъеме и спуске бурильного и подземного нефтяного оборудования, процессах закачки технологических жидкостей в ПЗП, выходе газа, чередующихся гидроударах в процессе кумулятивного вскрытия пластов, вызове притока из ПЗП, а также при глушении скважин водными составами.

1. Основные причины снижения дебита нефти скважин после проведения ГРП.

Высокая обводненность скважин с нормальной нефтенасыщенностью после ГРП в связи с увеличенными значениями «темпа закачки пропанта и его массы» в единицу времени, когда усиливаются тенденции роста трещин в вертикальном направлении. По данным (НГН) темп закачки пропанта не должен быть более $4,2 \text{ м}^3/\text{млн}$ при «удельной массе пропанта $< 2,6 \text{ т/млн}$ »;

Основными причинами снижения эффекта ГРП в условиях низкопроницаемых и малопористых коллекторов являются загрязнения фильтрационных каналов пласта и снижение пластового давления в области скважины, которое объясняется дисбалансом отбора и нагнетания вследствие низкой гидро- и пьезопроводности продуктивных пластов, смыкания трещин в породах пласта за счет выноса зерен пропанта и создания больших депрессий в ПЗП во время освоения и эксплуатации скважин [8].

2. Глубокое проникновение пресной или минерализованной воды в пласт при глушении и промывке скважин в период их эксплуатации, а также при остановке скважин с обводненными интервалами пласта, за счет чего также увеличивается также содержание воды в ПЗП и происходит снижение фазовой проницаемости по нефти.

С.А. Рябокоть, А.А. Вольтерс, А.Б. Сурков, В.Н. Глущенко подробно рассмотрели причины ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов при их контакте с различными жидкостями глушения (ЖГ), применяемыми при ремонте скважин.

В процессе ремонта ЖГ вступают в контакт с продукцией скважин, минералами горных пород, слагающих продуктивный горизонт, специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ, а также поверхностью внутрискважинного оборудования. Отрицательное влияние ЖГ в первую очередь обуславливается типом ЖГ, создаваемой репрессией на пласт и его проницаемостью.

Ремонт и, соответственно, глушение скважин буровым раствором или водой могут сопровождаться таким резким снижением их продуктивности, что затраты на длительное освоение превысят стоимость бурения или ремонта [21].

В наибольшей степени это отрицательные явления реализуются в так называемых поглощающих скважинах, включая также скважины, на которых был выполнен ГРП.

На многих нефтяных месторождениях Западной Сибири в качестве жидкостей глушения применяются растворы технического хлористого натрия, хлористого кальция и гидрофобно-эмульсионные составы. Так, технический хлористый натрий используется для приготовления жидкостей глушения с плотностью от 1050 до 1180 кг/м^3 , соответствующей концентрации от 7 до 24% .

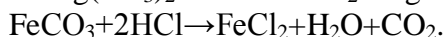
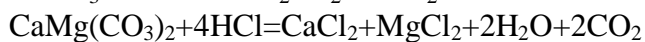
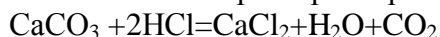
Невысокая плотность растворов является не единственным недостатком этих солей, так как они содержат до $2,5 \%$ нерастворенного осадка. При приготовлении раствора без отстоя и фильтрации за одну операцию глушения на забое скважины может осесть от 70 до 240 кг нерастворимого в воде осадка, содержащего около 80% мелких ($< 0,1 \text{ мм}$) фракций. Такие количества мелкодисперсных осадков могут полностью блокировать ПЗП, поэтому подготовка жидкостей глушения должна происходить на растворных узлах с использованием специальных фильтров [22].

Растворы хлористого кальция, имея плотность до 1240 кг/м^3 , кроме нерастворимого осадка, дают осадок при взаимодействии с некоторыми ПАВ (сульфонол, МЛ-80 и др.)

Гидрофобно-эмульсионные растворы также содержат в своем составе хлористый кальций, а применяемые стабилизаторы эмульсий не обеспечивают термостабильность этих растворов в пластовых условиях при температурах свыше $80 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. Осадкообразование в процессах взаимодействия кислотных растворов с породами пласта и пластовыми флюидами.

Ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны и, соответственно, снижение продуктивности нефтяных скважин являются основными критериальными признаками для проведения работ по восстановлению гидравлической связи пласта со скважиной. Работы по интенсификации притоков нефти и газа проводят с использованием химических и других методов, наиболее широко известными и применяемыми из которых являются солянокислотные, глиноукислотные и др. кислотные обработки ПЗП. В основе использования соляной кислоты для обработки карбонатных коллекторов скважин может характерные реакции [3, 5, 23, 24]:



Образующиеся при этом хлориды Ca, Mg и Fe являются растворимыми продуктами, а выделяющийся CO_2 оказывает положительное влияние на эффективность обработок, поскольку обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами.

Вместе с тем следует обратить особое внимание на следующие нюансы солянокислотных обработок.

Образующиеся в результате солянокислотного воздействия водные растворы CaCl_2 и MgCl_2 способны при взаимодействии с большинством анионоактивных ПАВ полностью или частично высаливаться, образуя нерастворимые осадки в виде кальциевых и магниевых солей.

При проведении СКО и ГКО в призабойной зоне пласта образуется хлорное железо (FeCl_2). После нейтрализации соляной кислоты в ПЗП до величины pH, равного 3-3,5, происходит гидролиз хлорного железа с образованием $\text{Fe}(\text{OH})_3$ в виде объемного осадка, способного закупорить поровые каналы. При достижении pH, равного 7, FeCl_2 также гидролизуеться с выпадением в осадок.

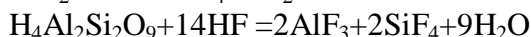
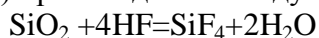
В ряде случаев на промыслах используется азбазная соляная кислота, содержащая в виде примесей фтористый водород и фосфорную кислоту, которые при реагировании с кальцитом образуют осадки CaF_2 и $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$, за счет чего эффективность солянокислотных обработок может снизиться.

Как уже отмечалось выше при реакции доломита с HCl образуется MgCl_2 . Эта же соль образуется в результате в результате термохимической реакции металлического Mg и HCl, причем в водном растворе она гидролизуеться с образованием $\text{Mg}(\text{OH})_2$, имеющего объем в несколько раз больше исходного Mg, и поэтому способный блокировать поровое пространство. Необходимо также иметь в виду, что при достаточно высоких температурах и наличии в ПЗП одновременно раствора CaCl_2 и сернокислотных солей неминуемо произойдет образование осадка гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

Особое внимание при кислотных обработках терригенных коллекторов следует обратить на закупорку пор за счет осаждения продуктов реакции минерал-кислота.

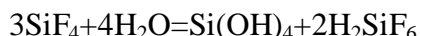
Силин М.А. и Магадова Л.А. выделяют три класса реакций взаимодействия между минералами песчаников и глиноукислотой: первичные, вторичные третичные и на каждой стадии возможно образование осадков. Поэтому очень важным технологическим приемом при кислотной обработке терригенных пластов является вытеснение прореагировавшей кислоты вглубь пласта с тем, чтобы продукты реакции были удалены как можно дальше от ПЗП.

Известно, что взаимодействие фтористоводородной кислоты с силикатными материалами (кварцем, каолинитом и др.) происходит по следующим реакциям:



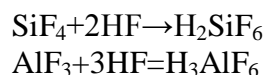
Первая реакция протекает медленно, вторая достаточно быстро, хотя и значительно медленнее, чем реакция HCl с карбонатами.

Образовавшийся в результате указанных реакций SiF_4 реагирует с водой, гидролизуясь по схеме

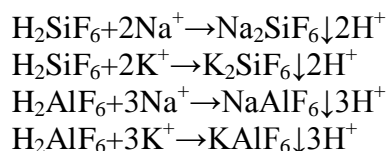


По мере снижения кислотности раствора $\text{Si}(\text{OH})_4$ может превратиться в студнеобразный гель, прочно запечатывающий часть порового пространства породы пласта.

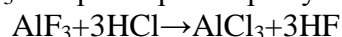
При наличии в растворе избытка HF возможно и прямое образование H_2SiF_6 и H_3AlF_6 по реакциям:



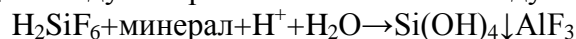
На следующей стадии при реакции с натрий и калий содержащими минералами пласта или растворами солей этих металлов происходит образование фторсиликатов и фторалюминатов натрия и калия



Получаемые осадки достаточно объемные, поэтому они обуславливают большее снижение проницаемости пласта, чем мелкозернистый осадок CaF_2 . Высокая концентрация фтористоводородной кислоты способствует образованию таких осадков, однако по мере расхода HF происходит снижение ее концентрации, что уменьшает возможность образования фторсиликатов натрия и калия. Кроме того присутствующая в составе грязевой кислоты соляная кислота переводит малорастворимую соль AlF_3 в хорошо растворимую соль AlCl_3 по реакции



Из вторичных реакций следует обратить внимание на следующую реакцию



Движущей силой этой реакции является большее сродство фтора к алюминию, чем к кремнию. Образование силикагеля происходит, когда израсходована почти вся фтористоводородная кислота и коллоидный гидроксид кремния выпадает в осадок в виде студенистого геля, который может закольматировать поры пласта, но присутствие в растворе соляной кислоты предотвращает его образование.

4. Проблемы кислотной коррозии и попадание в ПЗП ионов железа.

В призабойную зону скважин ионы железа попадают из раствора HCl при длительном хранении ингибированной соляной кислоты в незащищенной антикоррозийными покрытиями таре, в результате коррозии подземного скважинного оборудования, с жидкостью глушения при остановке добывающих скважин, а в водонагнетательных с закачиваемой в пласт водой. Кроме того нерастворимые соединения железа могут образовываться при кислотной обработке скважин, если в породообразующих минералах пласта содержатся соли железа, например, сидерит или пирит [2, 22, 25].

Одной из наиболее важных задач, которую приходится решать при соляно-кислотных обработках скважин, особенно повторных, является предотвращение попадания в ПЗП ионов железа, а также их удаление из нее. При этом наибольшее загрязнение ПЗП нерастворимыми соединениями железа может быть вызвано при неправильно организованной кислотной обработке как добывающих, так и нагнетательных скважин. Это возможно в том случае, если подбор ингибитора был произведен без учета условий хранения кислоты и температурных режимов ее использования. Известно также, что катионоактивные ингибиторы коррозии могут высаливаться при использовании в составе кислотных композиций анионоактивных ПАВ, например сульфонола, с образованием нерастворимых пеков. Кроме загрязнения ПЗП продуктами высаливания, скорость коррозии металла в неингибированной соляной кислоте, возрастает в десятки, а то и сотни раз, что кроме осадкообразования может привести к обрыву НКТ с подземным оборудованием и разрушению обсадной колонны.

Другим источником загрязнения призабойной зоны является накопление агрегатов мех-примесей размером 200 мкм и более, закачиваемых с водой в продуктивные пласты и представляющих собой гидроксид железа, ассоциированный с нефтепродуктами. В результате лабораторных экспериментов на естественных образцах кернов различной проницаемости было установле-

но, что при этом имеет место снижение их проницаемости в 2,5-100 раз всего за 10-40 часов фильтрации.

Промысловые эксперименты показали, что ПЗП является аккумулятором колоссального количества трудно извлекаемых на дневную поверхность оксидов железа, блокирующих ПЗП в виде гидrogелей.

5. Проблемы, связанные с неудалением из ПЗП и ствола скважины промывочных жидкостей и жидкостей глушения.

Нарушение технологий промывки, глушения и кислотной обработки скважин приводят к тому, что из пласта частично не удаляется пресная вода и фильтрат промывочной жидкости или жидкости глушения, которые частично удерживаются молекулярно-поверхностными и капиллярными силами в поровых каналах. Причем объем удерживаемой воды увеличивается со снижением проницаемости коллектора, в результате чего уменьшается фазовая проницаемость по нефти. Для условий Западной Сибири повышение водонасыщенности на 10-15 % может привести к снижению фазовой проницаемости нефти в 2-3 раза [2, 22].

Отдельную проблему в нефтедобыче предоставляет наличие на забое и в стволе скважины застойной воды с взвешенными частицами, высота столба которой достигает 500-600 м и более [8].

При проведении ОПЗ без предварительной тщательной промывки эта пульпа попадает в призабойную зону, затем продавливается обрабатываемым составом в глубь пласта и в конечном итоге резко снижает продуктивность скважин.

Кроме застойной воды на забое скважины возможно наличие столба глино-песчаной пробки, достигающей высоты 25-30 метров, и иногда полностью перекрывающей интервал перфорации. По данным Сафина С.Г., недоход труб до искусственного забоя в процессе промывки скважин наблюдался в 40-50 % ремонтируемых скважин [22].

6. Набухание глинистой фазы коллектора при проникновении в него фильтрата технической жидкости на водной основе.

К числу основных причин низкой продуктивности скважин относится слабая естественная проницаемость пласта и уменьшению проницаемости призабойной зоны в процессе заканчивания и эксплуатации скважин. Проницаемость заглинизированных пластов снижается в первую очередь вследствие набухания глин [1, 4]

Для юрских отложений наиболее характерна кольматация порового пространства мигрирующими тонкими частицами коалинитовых глин, возникающая в результате их отделения от стенок пор и неполного растворения в кислотах при соответствующих обработках. Набухание глин в этом случае обусловлено доминирующим содержанием глинистого цемента и минералов (коалинит в среднем около 50 %, гидрослюдистые минералы до 8 %, хлорит от 3 до 5 %).

На стадии бурения доказана также возможность проникновения фильтрата глинистого раствора на значительные расстояния от ствола скважины и полного закупоривания призабойной зоны, что является следствием применения промывочных жидкостей с высокой водоотдачей и низкими структурно-механическими свойствами, а также длительности работ по освоению и профилактике скважин.

Коллекторские свойства продуктивных пластов могут ухудшаться и вследствие проникновения глинистого раствора через трещины призабойной зоны, которые раскрываются под влиянием повышенных гидродинамических давлений, возникающих при восстановлении циркуляции промывочных жидкостей или быстром спуске бурового инструмента.

Повышению продуктивности скважин с заглинизированными коллекторами за счет улучшения фильтрационных характеристик ПЗП способствуют мероприятия по «разглинизации», направленные на очистку призабойной зоны от глинистых кольматантов.

К настоящему времени достаточно широкое применение получили химические методы воздействия на заглинизированные пласты, к которым в первую очередь относятся реагенты, вступающие во взаимодействие с глинокислотными минералами. К ним в первую очередь можно отнести глинокислотные составы с различными функциональными добавками. Наибольший интерес представляет включение в кислотные составы ионных солей, при контакте с водными раство-

рами которых происходит катионный обмен с замещением катионов глины на катионный обмен с замещением катионов глины на катионы находящиеся в растворе. В результате катионного обмена происходит ослабление связей сцепления глинистых частиц. При соответствующем подборе обменных катионов можно добиться уменьшения межплоскостных связей в структуре кристаллической решетки глинистых минералов до такой степени, что отдельные частички глины начнут переходить в контактирующий с ними раствор, обеспечивая тем самым дезагрегацию (пептизацию) глин.

В определенных условиях под действием вышележащих слоев осадочных пород глинистые отложения уплотняются за счет выжимания абсорбированной и поровой воды. Количество оставшейся воды зависит от глубины погружения, типа и объемной доли глинистых минералов, присутствия обменных катионов и других факторов. Обезвоженная глина при первичном вскрытии пластов начинает абсорбировать воду, увеличиваясь в объеме. Это может вызвать не только закупорку каналов, но и дестабилизировать ствол скважины, что проявляется в виде пластичного течения породы, состоящей преимущественно из натриевого монтмориллонита [26].

Осмोटическое набухание глин возникает при наличии градиентов концентраций растворов солей, когда концентрация катионов между слоями глин больше их концентрации в основной массе водного раствора. За счет этого вода втягивается в межслоевое пространство, увеличивая расстояние между слоями и вызывая набухание.

Помимо воды мелкодисперсные частицы твердой фазы также проникают в пласт, что приводит к его закупорке. Экспериментально установлено, что при проницаемости $0,38-0,6$ мкм² происходит наибольшая закупорка пор ПЗП, что сильно затрудняет вымыв фильтрата и глинистых частиц из пласта в скважину.

Исходя из вышеизложенного для разглинизации пластов необходимо применение комплексных кислотных обработок, включающих использование различных кислотных составов, водных составов электролитов, содержащих ионы K^+ , NH^+ предотвращающих набухание глин, а также реагентов-водопоглотителей (полярных неэлектронов).

Анализ научно-технической и патентной литературы, а также многочисленные результаты лабораторных исследований и промысловых испытаний показывают, что для увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин не существует универсальных химических композиций. Это обусловлено различными характеристиками добываемых флюидов, геолого-физической неоднородностью коллекторских свойств, определенными схемами разработки месторождений. К настоящему времени разработаны многочисленные методы физико-химического воздействия на ПЗП, однако в конкретных условиях значительная часть обработок не эффективна, что может объясняться следующими причинами:

- неправильным выбором объектов (скважин) для того или иного вида воздействия;
- несоблюдением технологий ОПЗП для конкретных геолого-физических условий обрабатываемых коллекторов;
- несоответствием применяемых технологий ОПЗП эффективным условиям комплексного воздействия химических реагентов на конкретный тип коллектора.

К настоящему времени разработаны достаточно эффективные технологии по устранению основных причин техногенной кольматации ПЗП с помощью различных химических реагентов. Созданы и также осваиваются методы интенсификации физико-химического воздействия на пласт с использованием импульсно-волновых технологий при закачке целевых технологических жидкостей и удалении продуктов реагирования из ПЗП. По данным ЗАО «Ренфорс» для этих целей наиболее эффективны комплексные технологии инфрочастотно-волнового воздействия на ПЗП, для чего компанией создано и запатентовано наземное и подземное оборудование и разработаны технологии его применения. Накопленный в ЗАО «Ренфорс» опыт использования оборудования и технологий инфрочастотно-волнового воздействия на ПЗП позволяет констатировать, как минимум, кратное увеличение эффективности воздействия целевых химических реагентов. При этом, для добывающих скважин успешность работ составляет более 80% при сокращении объемов закачки на 20-30 %, снижении обводненности на 10-20 % и усредненном сроке окупаемости на низкодебитном фонде 14 дней, а среднедебитном фонде всего 7 дней.

Соответственно по нагнетательному фонду скважин успешность работ по технологиям ЗАО «Ренфорс» составляет более 85 % при увеличении приёмистости в 2-5 раз и продолжительности эффекта не менее 6 месяцев [27, 28, 29, 30].

Список использованных источников:

1. Амиян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. - М. «Недра», 1970. – 280 с.
2. В.Н. Глущенко, М.А.Силин. Нефтепромысловая химия. Изд. в 5-ти т. - М.: Интерконтакт Наука. 2010 - т.3. Призабойная зона пласта и техногенные факторы её состояния. – 650 с.
- 3.Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А. и др. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. – М.: Издат. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
4. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. М. «Недра», 1975. – 264 с.
5. Кристиан М., Сокол С., Константианеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин: Пер. с румынского М.: «Недра», 1985. – С.184.
6. Карнаузов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. - М.: Недра, 1991. – 204 с.
7. Пьянкова Е.М., Карнаузов М.Л. Влияние скин-эффекта на КВД. Нефтепромысловое дело.10, 2003.
8. Апасов Р.Т. Разработка и обоснование эффективных комплексных воздействий на скважины с низкой продуктивностью после ГРП. Дис. на соискание ученой степени к.т.н. ТюмГНГУ, Тюмень.2006. – 159 с.
9. Шумилов В.А., Шумилов В.П., Азаматов В.В. Исследование призабойной зоны пластов при интенсификации добычи нефти за рубежом. - М. : ВНИИОЭНГ, 1985. – 33 с.
10. Камран Акбарзаде, Стефан Алленсон, Джефферсон Крик и др. Асфальтены: проблемы и перспективы. Нефтегазовое обозрение. Шлюмберже, Лето 2007г. – С. 28-51.
11. Тронов В.П., Гуськова И.А. Механизм формирования АСПО на поздней стадии разработки месторождений. Нефтяное хозяйство. № 4, 1999. – С. 24-25.
12. Шамрай Ю.В. Повышение эффективности технологических процессов добычи нефти на основе разработки и внедрения комплексных углеводородных составов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Диссертация канд. техн. наук - Казань, 1990.
13. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г. и др. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов. Нефтепромысловое дело.5, 2001.
14. Долوماتов М.Ю. и др. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ. - М. ЦНИИТЭНефтехим 1991. – 47 с.
15. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1969. – 192 с.
16. Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. Гостоптехиздат, Москва, 1962.
17. Павлов И.В., Акимов, Н.И., Зацепин Н.Н. и др. Эффект обратного клапана как следствие проявления реологических свойств при фильтрации жидкости в прискважинной зоне// Интервал – 2007. № 5. – С. 62-66.
18. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием композиций на основе ПАП. Рекламный проспект работ Института химии нефти СО РАН.
19. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. - М.: Интерконтакт., Наука, 2008. – 725 с.: ил.
20. Нефтепромысловая химия. Осложнения в системе пласт-скважина-УППН. Учебное пособие/ Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. - М.: МАКСПресс, 2008. – 328 с.

21. Рябоконт С.А., Вольтерс А.А., Сурков А.Б., Глушенко В.Н. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. - М. ВНИИОЭНГ, 1989. – 44 с.
22. Сафин С.Г. Повышение эффективности технологии интенсификации добычи нефти из недонасыщенных высокотемпературных полимиктовых пластов. Дис. ... канд. техн. наук. Башкирский Государственный Университет. УФА.1998. – 187 с.
23. Кононенко П.И., Скачедуб А.А. Состояние и перспективы применения кислотных обработок в нефтяной отрасли. // Нефть, газ, новации. - 2009 №11-12. – С. 50-55.
24. Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. - Ижевск: УдмуртНИПИнефть, 1999. – 645 с.:ил.110.
25. Саакян Л.С., Ефремов А.П., Соболев И.П. Повышение коррозионной стойкости нефтегазопромыслового оборудования. - М., Недра, 1988. – 211 с.
26. Евстифеев С.В., Горбунов В.В., Осепянц А.С. Опыт применения технологий по интенсификации притока на месторождении ДЫШ ЗАО «Югнефтегаз». Сборник докладов 4-ой Международной научно-практической конференции, Геленджик, Краснодарский край, 2009 г.
27. Кононенко П.И., Скачедуб А.А., Слиденко В.М., Квитчук К.К. Разработка и практическая реализация инфрчастотно-волновой технологии химико-реагентного воздействия на ПЗП для увеличения производительности нефтяных и нагнетательных скважин. - Интервал, 2007, № 8. – С. 22-25.
28. Скачедуб А.А., Кононенко П.И., Слиденко В.М., Квитчук К.К. Результаты промышленных испытаний технологии инфрчастотно-волнового (ИЧВ) воздействия на пласт // Интервал, 2008. № 6. – С. 56-57.
29. Патент № 2275495, Способ реагентно-импульсного воздействия на скважину и продуктивный пласт и установка для его осуществления / Богуслаев В.А., Кононенко П.И., Скачедуб А.А., Слиденко В.М. и др. Дата начала действия патента 29 апреля 2005 г., опубл. 27.04.2006 г. Бюл. № 12.
30. Скачедуб А.А., Кононенко П.И., Козлов О.В., Слиденко В.М., Листовщик Л.К. Оборудование и технологии инфрчастотноволнового воздействия химреагентов на ПЗП добывающих и нагнетательных скважин. Сборник докладов 6-ой Международной научно-практической конференции. Геленджик. Краснодарский край 23-28 мая 2011 г., – С. 100-108.

ТЕХНОЛОГИИ ОАО НПП «ВНИИГИС» ДЛЯ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

В.Т. Перелыгин, А.И. Лысенков, В.Н. Даниленко, В.П. Чупров (ОАО НПП «ВНИИГИС»)

OAO NNPP "VNIIGIS" Procedures to Resolve Complicated Geological and Technical Objectives in Oil and Gas Wells

V.T. Perelygin, A.I. Lysenkov, V.N. Danilenko, V.P. Chuprov (OAO NPP "VNIIGIS")



Перелыгин В.Т.

Крупнейшим научно-производственным центром по геофизическим исследованиям скважин ОАО НПП «ВНИИГИС» представлен широкий спектр современных аппаратных средств и технологий исследования скважин, позволяющих значительно повысить эффективность поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

OAO NPP "VNIIGIS", the largest scientific and production center on well geophysical studies presents the variety of modern equipment and procedures for well studies, that enable to increase significantly the efficiency in search, exploration and development of oil and gas fields.

В настоящее время ОАО НПП «ВНИИГИС» остается одним из крупнейших научно-производственных центров по геофизическим исследованиям скважин в России. Уже более полувека институт активно действует на рынке геофизических услуг и технологий.

Учеными и специалистами ВНИИГИС создан широкий спектр современных аппаратных средств и технологий, позволяющих значительно повысить эффективность поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, в том числе, и в сложных условиях. Основными деловыми партнерами ВНИИГИС являются предприятия многих регионов Российской Федерации, а также предприятия ближнего и дальнего зарубежья.



Лысенков А.И.

Информационное обеспечение проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин

В настоящее время ВНИИГИС располагает рядом телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров, разработанных совместно с малыми предприятиями. При проводке скважин большого диаметра используется модернизированная система ЗИС-4МЭ диаметром 172 мм для бурения боковых стволов, в том числе и из скважин старого фонда, созданы и производятся телеметрические системы малого диаметра АЗИМУТ-4-108 и др.



Даниленко В.Н.

Совместными усилиями ВНИИГИС и ООО НПФ «Горизонт» разработана система «ГЕОСЕНСОР» (рис. 1), предназначенная для непрерывного контроля и регистрации технологических параметров процесса бурения с целью оперативного управления бурением и оптимальной, безаварийной проводки наклонно-направленных скважин. Система «ГЕОСЕНСОР» адаптирована для работы в комплексе с забойной телеметрической системой ЗИС-4МЭ. Это, с одной стороны, дает возможность точной привязки по глубине инклинометрических данных в процессе бурения, с другой – позволяет технологическому наклонно-направленного бурения и бурильщику, непосредственно управляющему бурильной колонной, оперативно принимать решения в соответствии с текущими показаниями обеих систем, технологически связанных



Чупров В.П.

между собой. Также система СКПБ «ГЕОСЕНСОР» может использоваться в качестве ядра для создания станции геолого-технологических исследований. Первый образец системы «ГЕОСЕНСОР» в настоящее время успешно работает на одном из месторождений в Западной Сибири. Получены положительные отзывы [1].

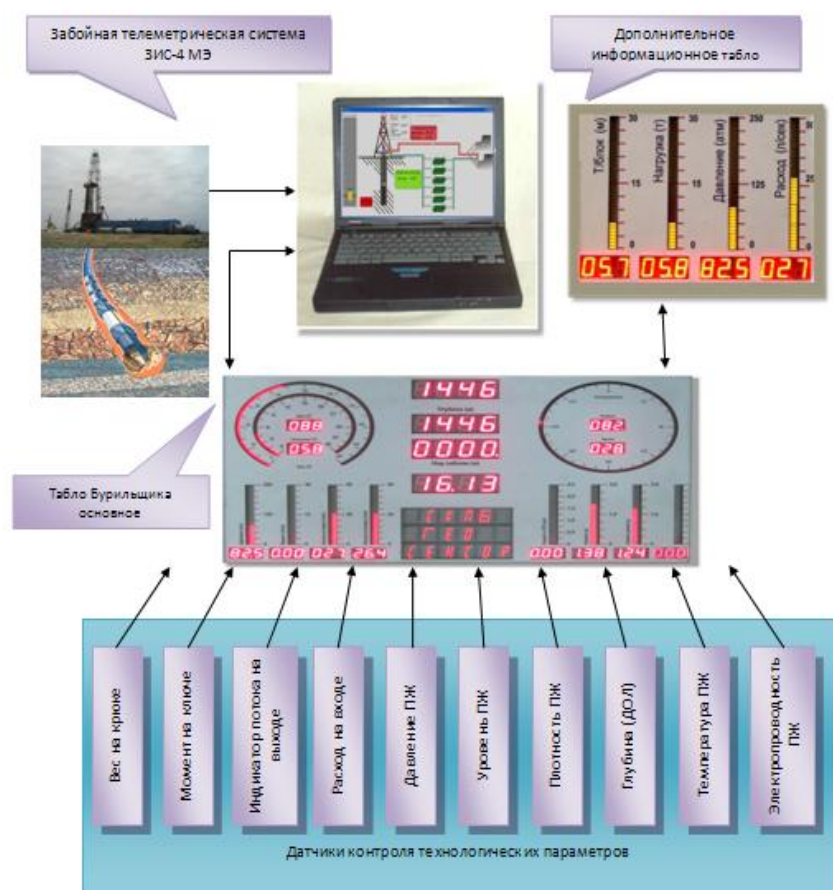


Рис. 1. Система контроля процесса бурения «Геосенсор»

при бурении на депрессии, а также с продувкой газом хорошо работает новая телесистема с комбинированным каналом связи – ЗТС-42КК (рис. 3) [3].

Телесистема ЗТС-42-ЭМ-М (рис. 2) в различных модификациях хорошо зарекомендовала себя при бурении под кондуктор в условиях повышенной абразивности бурового раствора в Западной Сибири, бурении скважин на депрессии на нефтяном растворе, азириванном азотом, бурении параллельных скважин на битум. Телесистема широко используется в компании «Татнефть» в сочетании с наддолотным модулем [2], также разработанным во ВНИИГИС, для точного вскрытия маломощных пластов и измерения их свойств. В основном, используется безгенераторный вариант телесистемы для глубин скважин до 2500 м. Впервые модифицированный вариант телесистемы использовался при бурении скважины на территории Китая с продувкой газом.

Для бурения скважин в разрезах, где обычный электромагнитный канал беспомощен (например, в солях), а также на глубинах четыре и более километра, в том числе

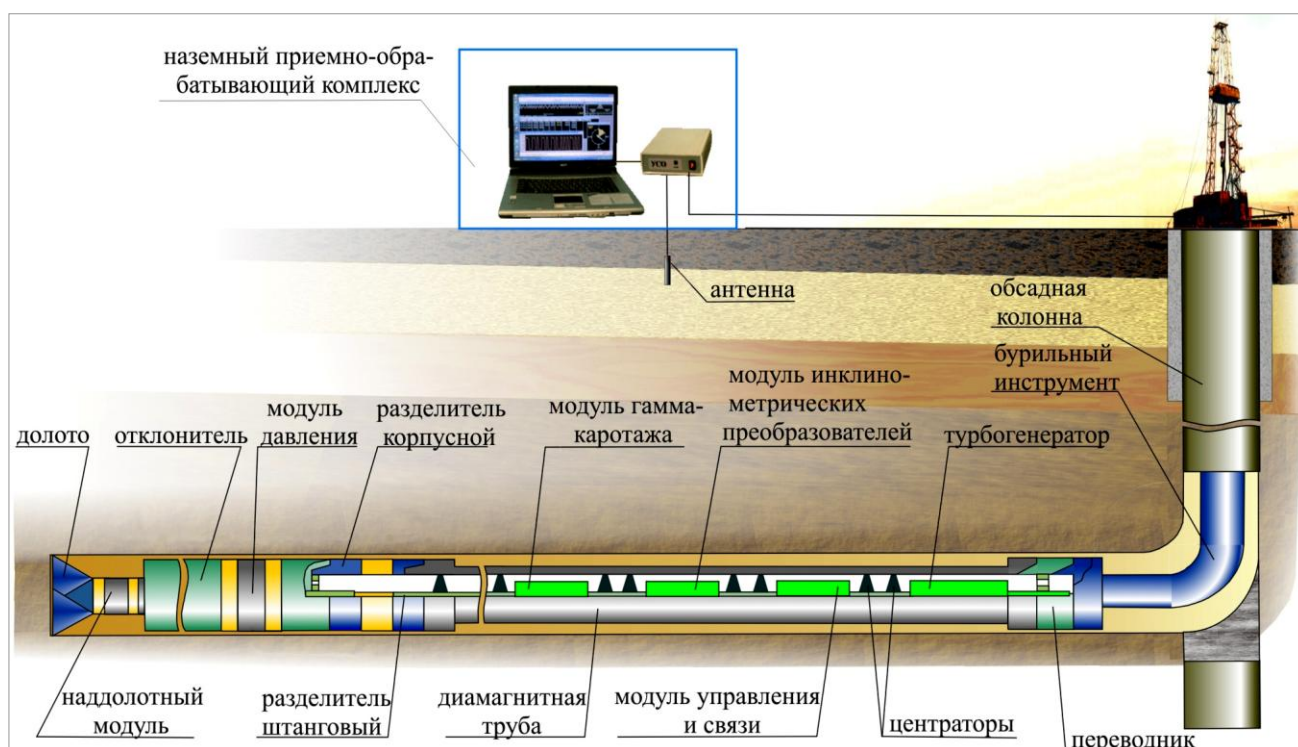


Рис. 2. Забойная телеметрическая система ЗТС-42ЭМ

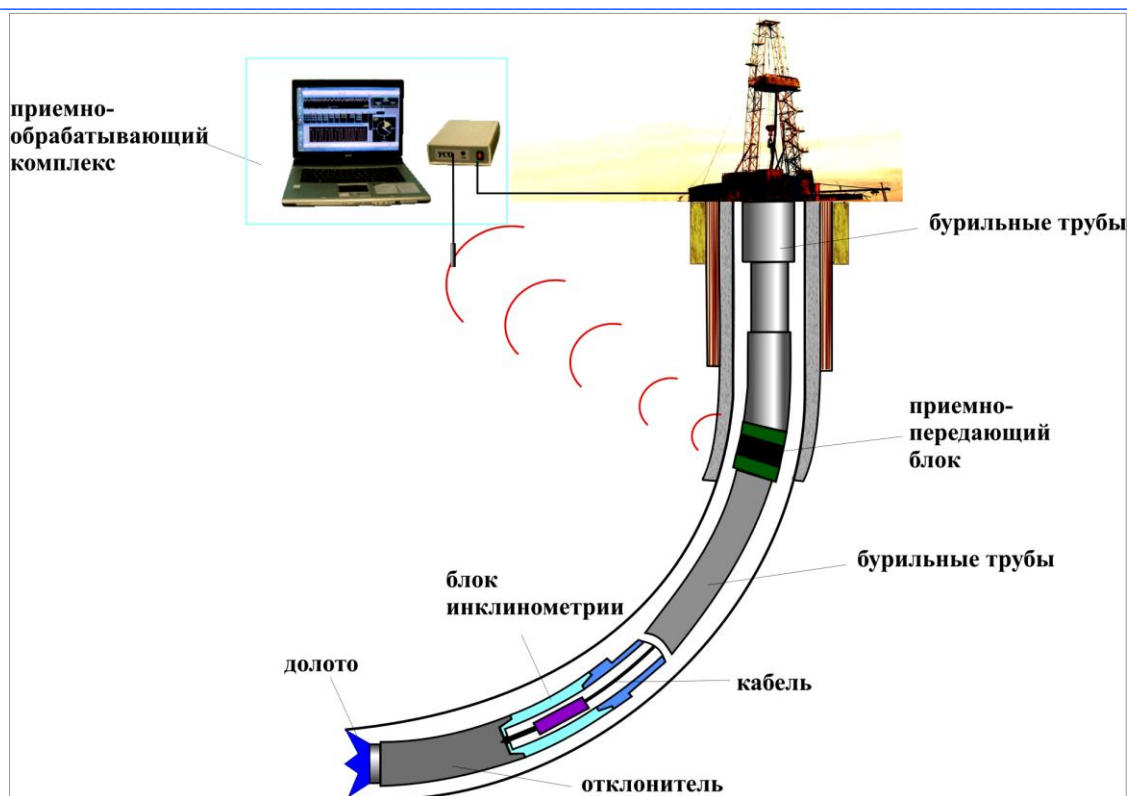


Рис. 3. Телесистема с комбинированным каналом связи ЗТС-42 КК

Обе телесистемы не требуют времени на синхронизацию при наращивании бурового инструмента, поэтому используются при бурении прихватопасных зон.

Для бурения долотами диаметром 95 мм (например, для реанимации боковых стволов бурением через хвостовики диаметром 114 мм, в том числе, на депрессии) разработана и готова к эксплуатации миниатюрная телесистема ЗТС-30 в модификациях с электромагнитным и комбинированным каналом связи.

Для колтюбинговой технологии разработана и применялась при бурении многоствольных скважин в АНК «Башнефть» забойная телесистема ЗТС-42ННКТ с наддолотным модулем и модулем измерения положения отклонителя.

Аппаратурно-методические комплексы радиоактивного каротажа

Во ВНИИГИС создан и успешно себя зарекомендовал при решении задач текущего мониторинга нефтяных и нефтегазовых залежей комплекс ядерно-геофизических методов, состоящий из спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С или С/О-каротаж), импульсного нейтронного гамма-каротажа двухзондовой модификации (2ИНГК) и спектрометрического каротажа естественного гамма-излучения (СГК). Данный комплекс методов позволяет количественно оценивать коэффициент текущей нефтенасыщенности, уточнять коэффициент пористости и объемную модель породы, а также решать некоторые другие задачи. Комплекс реализуется с помощью трех видов аппаратуры ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43 и ЦСП-ГК-С-90.

Эффективность использования комплекса ядерно-геофизических методов доказана на примере нескольких тысяч скважин на месторождениях Западной Сибири, Поволжья, Казахстана и других регионов России и Ближнего Зарубежья [4].

В настоящее время продолжается развитие комплекса ядерно-геофизических методов в направлении его расширения и повышения аналитических возможностей в решении геологических задач на стадии разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Разработаны и опробованы в условиях нефтегазовых скважин: 3-зондовый прибор импульсного каротажа, включающий зонды 2ИННК_Т или 2ИНГК и спектрометрический зонд ГК (СГК), 5-зондовый прибор нейтронного и гамма-каротажа на базе стационарных нейтронных источников, включающий зонды 2ННК_Т, 2СНГК и спектрометрический зонд ГК.

На основе этих разработок реализуются известные методики определения пористости, характера насыщения, элементного состава горных пород и насыщающих их флюидов (Ca, Si, Fe, H, Cl, O и др.), содержания естественных радиоактивных элементов, а также новые методики по исследованию прискважинной зоны, которая во многом определяет эксплуатационные характеристики скважины. Знание характеристик прискважинной зоны по нейтронным методам позволяет направленно организовать воздействие на прискважинную зону с целью максимального извлечения нефти из продуктивного пласта. Зондирование прискважинной зоны различными модификациями нейтронных методов с последующей их обработкой по методике дефицита плотности и водородосодержания позволяет определить анизотропию по фазовому составу углеводородов (нефть-газ) в радиальном и вертикальном направлениях. Преобладание в прискважинной зоне газовой составляющей свидетельствует о наличии газовых пробок, препятствующих фильтрации нефти из пласта в скважину. Повышенным содержанием газа характеризуются также низкопроницаемые и трещиноватые интервалы нефтегазоносных отложений после активного виброакустического воздействия в процессе бурения. Эффект влияния газа усиливается после обсадки и цементирования. Наиболее информативным является сравнение замеров в открытом стволе, и после обсадки и цементирования с нормированием показаний по водоносным пластам.

Опробованы спектрометрические модификации импульсного спектрометрического нейтронного гамма и нейтрон-нейтронного каротажа на хлор. Получены первые обнадеживающие результаты по выделению промытых пресной водой интервалов в нефтеносных пластах по низкому содержанию хлора.

Разработана и успешно применяется технология выделения коллекторов и определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности коллекторов и определения состава углеводородов в коллекторах методами 2ННК_T, СНГК по хлору. Для реализации технологии используется цифровая аппаратура спектрометрического радиоактивного каротажа (СПРК), осуществляющая измерения комплексом методов спектрометрического нейтронного гамма-каротажа СНГК, двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам 2ННК_T и интегрального НКК. Технология исследований по хлору успешно реализуется в Китае, а также на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и в Казахстане [5].

Задача выделения коллекторов и определения их характера насыщения тесно связана с информацией о литологии отложений и прочностным свойствам горных пород. Для решения этих задач эффективно использование широкодиапазонной модификации СНГК, позволяющей одновременно получать информацию о нейтронных свойствах горных пород, элементному составу отложений по спектру гамма-излучения радиационного захвата и плотностных свойствах по многократно рассеянному гамма-излучению. Аппаратура широкодиапазонного СНГК (СНГК-III) разработана во ВНИИГИС и успешно применяется на месторождениях нефти и газа, газовых хранилищах.

Преимуществом аппаратно-методического комплекса СНГК-III является возможность получать информацию как в остановленных, так и в работающих газозаполненных скважинах, в том числе через НКТ, что позволяет уточнить состав и свойства горных пород в обсаженных скважинах старого фонда и в действующих газовых скважинах. Эта информация представляет особую ценность при проведении интенсификации пластов и капитальном ремонте скважин, особенно в разрезах с пресными пластовыми водами.

Акустические методы исследования

В ОАО НПП «ВНИИГИС» создан ряд аппаратуры акустического каротажа для исследования открытого ствола и обсаженных скважин разного диаметра.

Аппаратура волнового акустического каротажа СПАК-6Д предназначена для измерения кинематических и динамических параметров продольной, поперечной, Лэмба-Стоунли волн с целью определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Накоплен достаточно большой объем данных по применению длиннозондовой аппаратуры акустического каротажа СПАК-6Д, что послужило основанием для дальнейшего развития методики интерпретации результатов ВАК в комплексе с другими методами ГИС для целей выделения и изучения трещиноватых зон и нефтенасыщенности коллекторов.



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

Надежность

Оперативность

Качество

- научно-исследовательские работы в области ПНП и КРС;
- ремонтно-изоляционные работы в скважинах - инжиниринг;
- поставка химреагентов, материалов и оборудования для строительства и ремонта скважин;
- организация и проведение нефтегазовых конференций

АКОР БН
АКОР БН 100 АКОР БН 103
АКОР БН 101 АКОР БН 104
АКОР БН 102 АКОР БН 300

**ЗАЩИТИ
НЕФТЬ
ОТ ВОДЫ**

Технология **ТВИКОР** – ограничение водопритока в скважинах

ООО «НПФ «Нитпо»

350049, г. Краснодар, ул. Котовского, 42

www.nitpo.ru, oilgasconference.ru

nitpo@nitpo.ru; nitpo@mail.ru

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

ISBN 978-5-905924-02-6



9 785905 924026