



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

*Надежность*

*Оперативность*

*Качество*



## **Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013**

Сборник докладов Международной  
научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
25 – 30 марта 2013 г.

**Краснодар  
2013**



ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»

# **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ – 2013**

Сборник докладов  
Международной научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
25 – 30 марта 2013 г.

Краснодар  
2013

УДК 622.691; 622.692; 622.276.8; 622.279.8

ББК 33.361; 33.362

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

**Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013:** Сб. докл. Международной научно-практической конференции. Сочи, Краснодарский край, 2013 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2013. – 120 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-04-0



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

# **GATHERING, PREPARATION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS – 2013**

The collection of reports  
of the International scientific-and-practise conference  
Sochi, Krasnodar region  
25<sup>th</sup> – 30<sup>th</sup> March 2013

Krasnodar  
2013

UDK 622.691; 622.692; 622.276.8; 622.279.8

BBK 33.361; 33.362

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

**Gathering, preparation and transportation of hydrocarbons – 2013:** The collection of reports of the International scientific-and-practise conference. Sochi, Krasnodar region, 2013 / «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo», LLC, 2013. – 120 sheets : fig.

ISBN 978-5-905924-04-0

Международная научно-практическая конференция

25 - 30 марта 2013 года, г. Сочи



## СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ - 2013



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



ООО "Научно - производственная фирма "Нитро"

Надежность  
Оперативность  
Качество

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ:

тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)

e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru



International scientific and practical conference

25 - 30 March 2013, Sochi



## GATHERING, PREPARATION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS - 2013



INFORMATION SUPPORT

INFORMATION SUPPORT

INFORMATION SUPPORT



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

Reliability  
Efficiency  
Quality

ORGANIZING COMMITTEE:

tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (64, 65)

e-mail: info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru





**ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ**  
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



ОРГАНИЗАТОР



nitpo.ru

**МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

# *Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013*

25 - 30 марта 2013 г, Сочи

информационные партнеры



информационные партнеры



информационные партнеры







**International scientific-and-practical conference**  
*Gathering, preparation and transportation of hydrocarbons - 2013*

25 - 30 March 2013, Sochi

Information support



Information support

Information support

organizer

**ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ**  
**OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES**



<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>	<b>стр.</b>
<b>Планирование поверхностной инфраструктуры объектов нефтегазодобычи ОАО «РН «Ингушнефть»</b> С.А. Кемишис (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)	13
<b>Разработка и адаптация геоинформационных моделей для планирования развития системы обустройства нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»</b> И.В. Паламарчук (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)	18
<b>Инновационный подход к решению проблемы управления режимами эксплуатации ПХГ</b> В.П. Шаров (ОАО «ВНИПИГаздобыча»)	21
<b>Техническое оснащение строительства трубопроводов спецтехникой</b> И.С. Коровин (ООО «ПСМ»)	27
<b>Повреждения подшипников скольжения тяжелого энергетического оборудования транспорта нефти и газа, методы их распознавания</b> П.С. Кунина, Е.И. Величко, В.В. Дубов (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	29
<b>Строительство, герметизация и защита трубопроводов: комплектующие материалы и изделия компании PSI Products</b> Н.М. Постнов (PSI Products GmbH)	37
<b>Основы методики выбора типа привода для компрессорных станций магистральных газопроводов</b> П.С. Кунина, Е.И. Величко, В.А. Комаров (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	40
<b>Мембранные технологии «Тегас» для подготовки углеводородных газов</b> Д.В. Владыкин (ООО «Краснодарский компрессорный завод»)	47
<b>Использование системы «скин-эффект» для подогрева подземного трубопровода с застывающей нефтью</b> А.В. Гришагин, Т.И. Кологреева, А.В. Смирнов (ООО «СамараНИПИнефть») В.А. Шашель, С.Н. Вакуленко (ОАО «НК «Роснефть») И.В. Савинова, Р.А. Камашев (ООО «Импэкс Электро»)	53
<b>Внедрение деэмульгаторов российского производства на рынках нефтепромыслов химии ближнего и дальнего зарубежья</b> С.В. Чистяков, Ю.Ю. Костаков, Л.М. Шипигузов (ООО «ФЛЭК»)	58
<b>Эффективные решения компании ЗМ™ в области антикоррозионной защиты объектов нефтегазовой отрасли</b> А.П. Лавриненко (ЗАО «ЗМ Россия»)	61
<b>Нанесение внутреннего защитного покрытия на насосно-компрессорные трубы, нефтепромысловые и магистральные трубопроводы. Характеристики применяемых покрытий</b> Д.Н. Токарев (ООО «Завод по изоляции труб», г. Тимашевск)	64
<b>Комплексные решения антикоррозионной защиты материалами Massco</b> В.С. Раммо (ООО «Индустриальные покрытия»)	69

<b>Пути повышения производительности ситчато-клапанных тарелок</b> Г.Г. Тютюник, П.С. Кунина, С.И. Бойко (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	73
<b>Выбор и обоснование технологии подготовки сеноманского газа месторождений Обско-Тазовской губы</b> С.А. Иванов (ОАО «ВНИПИгаздобыча»)	76
<b>Утилизация ПНГ путем закачки в пласт без использования компрессоров</b> И.С. Коровин (ООО «ПСМ»)	81
<b>Методы интенсификации процессов массообмена на промышленных установках подготовки попутного нефтяного газа</b> С.И. Бойко, Д.В. Солодовник, П.С. Кунина (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	84
<b>Разработка современного устройства для повышения эффективности процессов подготовки и переработки углеводородного сырья в массообменных аппаратах</b> И.А. Терещенко, А.В. Поляков, С.И. Бойко, Г.Г. Тютюник (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	90
<b>Применение программы «GMP Solver» для гидравлических и тепловых расчетов магистрального газопровода «Сила Сибири»</b> А.А. Усачев (ОАО «ВНИПИгаздобыча»)	94
<b>Применение инновационных подходов в проектировании технологической сети профессиональной подвижной радиосвязи</b> М.А. Смычѐк, Н.В. Новиков, Р.А. Судариков (ОАО «Гипрогазцентр»)	99
<b>Схема добычи газа из растворенного состояния и гидратной эмульсии в водах Черного моря</b> А.В. Бунякин, А.А. Калашникова (ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»)	105

<b>C O N T E N T S</b>	<b>р.</b>
<b><i>Planning of Surface Infrastructure for "RN Ingushneft" OJSC Oil and Gas Production Objects</i></b> <i>S.A. Kemishis (OOO "OC "Rosneft"-NTC" LLC)</i>	13
<b><i>Designing and Adaptation of Geo Informational Models to Plan the Oil Field Development Patterns for the Assets of «LUKOIL – Western Siberia» LLC</i></b> <i>I.V. Palamarchuk (Branch of "LUKOIL-Engineering" LLC KogalymNIPIneft in Tyumen)</i>	18
<b><i>Innovative Approach Towards the Solution of Problems with Controlling the Operation Modes of Subsurface Gas Storages</i></b> <i>V.P. Sharov ("VNIPIgasdobycha" OJSC)</i>	21
<b><i>Specialized Vehicles and Equipment Required to Construct a Pipeline</i></b> <i>I.S. Korovin ("PCM" LLC)</i>	27
<b><i>Types of Bearing Damage Heavy Power Equipment Used for the Transport of Oil and Gas, Methods of Recognition</i></b> <i>P.S. Kunina, E.I. Velichko, V.V. Dubov (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	29
<b><i>Pipeline Construction, Pressurizing and Protection: Assembly Materials and Items of PSI PRODUCTS</i></b> <i>N.M. Postnov (PSI Products GmbH)</i>	37
<b><i>Basics in Methods to Select the Drives for Trunk Gas Pipeline Compressor Stations</i></b> <i>P.S. Kunina, E.I. Velichko, V.A. Komarov (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	40
<b><i>«Tegas» Membrane Procedures to Treat Hydrocarbon Gases</i></b> <i>D.V. Vladykin ("Kransodar Compressor Plant" LLC)</i>	47
<b><i>Application of «skin effect» System to Heat the Underground Pipeline with Solidifying Oil</i></b> <i>A.V. Grishagin, T.I. Kologreeva, A.V. Smirnov ("SamaraNIPIneft" LLC)</i> <i>V.A. Shashel, PhD, S.N. Vakulenko ("OC Rosneft" OJSC)</i> <i>I.V. Savinova, R.A. Kamashev ("Impex Electro" LLC)</i>	53
<b><i>Application of Russian Demulsifiers at the Markets of CIS and Overseas Countries</i></b> <i>S.V. Chistiakov, Yu.Yu. Kostakov, L.M. Shipiguzov ("FLEK" LLC)</i>	58
<b><i>Effective Solutions of 3M™ Company in the Area of Anti corrosion Protection of Oil/Gas Facilities</i></b> <i>A.P. Lavrinenko ("3M Russia" CJSC)</i>	61
<b><i>Arrangement of Internal Protective Coatings for Tubing, Oil field and Trunk Pipelines. Specifications of the Applied Coatings</i></b> <i>D.N. Tokarev ("Pipe Insulation Plant" LLC, Timashevsk)</i>	64
<b><i>Comprehensive Corrosion Protection by Massco Materials</i></b> <i>V.S. Rammo ("Industrial Coatings" LLC)</i>	69
<b><i>Ways to Improve the Performance of Sieve-valve Plates</i></b> <i>G.G. Tutunik, P.S. Kunina, S.I. Boiko (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	73
<b><i>Selection and Grounding of Cenomanian Gas Treatment Procedures for the fields of Ob Taz Bay</i></b> <i>S.A. Ivanov ("VNIPIgasdobycha" OJSC)</i>	76

<b><i>Utilization of Petroleum Associated Gas through its Injection into Reservoir without any Compressors</i></b> <i>I.S. Korovin ("PCM" LLC)</i>	81
<b><i>Methods to Stimulate Mass exchange Processes at Associated Petroleum Gas Field Processing Plants</i></b> <i>S.I. Boiko, D.V. Solodovnik, P.S. Kunina (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	84
<b><i>Designing of a Modern Facility to Improve the Efficiency of Hydrocarbon Treatment and Processing in Mass Exchange Equipment</i></b> <i>I.A. Tereschenko, A.V. Polyakov, S.I. Boiko, G.G. Tiutiunik (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	90
<b><i>Application of GMP Solver Software for Hydraulic and Thermal Calculations for «Siberian Power» Main Gas Pipeline</i></b> <i>A.A. Usachev ("VNIPIgasdobycha" OJSC)</i>	94
<b><i>Application of Innovative Approaches While Designing the Process Network of Professional Mobile Radio Communication</i></b> <i>M.A. Smychyok, N.V. Novikov, R.A. Sudarikov ("Giprogascenter" OJSC)</i>	99
<b><i>Method of Gas Production from Dissolved State and Hydrate Emulsions from the Water of the Black Sea</i></b> <i>A.V. Buniakin, A.A. Kalashnikova (FGBOU VPO "Kuban State Technological University")</i>	105

## ПЛАНИРОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ ОАО «РН «ИНГУШНЕФТЬ»

С.А. Кемишис (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

### *Planning of Surface Infrastructure for "RN Ingushneft" OJSC Oil and Gas Production Objects*

*S.A. Kemishis ("OC "Rosneft"-NTC" LLC)*



**Кемишис С.А.**

Рассказывается о ситуации, сложившейся на нефтепромыслах Ингушетии, и о разработке и реализации программы по восстановлению инфраструктуры объектов нефтегазодобычи, в формировании которой принимали участие сотрудники ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». Особое внимание уделено выбору установок очистки попутного нефтяного газа от сероводорода.

*The paper describes the situation that is now at the oil field of Ingush Republic, present the program and its completion related to oil and gas production infrastructure rehabilitation, where the experts of "OC "Rosneft"-NTC" LLC were taking part in. A specific interest was dedicated to the items referring the selection of petroleum associated gas treatment plants against hydrogen sulfide.*

Республика Ингушетия расположена на северных склонах предгорья Большого Кавказского хребта, в центральной его части, в зоне благоприятных климатических условий. Рельеф территории возвышенный, состоящий из горных хребтов, разделенных долинами и ущельями. Наивысшая точка – Столовая Гора (2993 м над уровнем моря). Средние температуры: января от -3 до -10 °С, июля 21-23 °С [1].

Нефть и газ являются важнейшими полезными ископаемыми, основой топливно-энергетического комплекса республики. Добыча нефти на территории Республики Ингушетия ведется с 1915 года. В разработке находятся 4 месторождения Малгобек–Вознесенское (год ввода 1915 г.); Карабулак-Ачалукское (год ввода 1956 г.); Серноводское (год ввода 1966 г.); Заманкульское (год ввода 1959 г.). Действующий фонд на 01.01.13 – 99 добывающих скважин. Всего по месторождениям на государственном балансе числится: остаточные извлекаемые запасы нефти – 5,217 млн. т, газа – 1821 млн. м<sup>3</sup>. В состав и ингушской нефти входят: углеводороды трёх классов: насыщенные (парафины или алканы), нафтены (цикланы) и ароматические. Кроме углеводородов, в состав нефти входят кислородные, сернистые, азотистые органические соединения. Содержание сернистых соединений различно. Плотность нефтей колеблется от 0,730 до 0,900 г/см<sup>3</sup>. Начало кипения лёгких фракций лежит между 50 °С и 100 °С, тяжёлые начинают кипеть при температуре, превышающей 100 °С. Температура застывания нефти зависит от содержания в ней твёрдых углеводородов и смолистых веществ и колеблется от +20 °С до -80 °С. Вязкость зависит от свойств и соотношения углеводородов и смолистых соединений, входящих в её состав; наибольшей вязкостью обладают высокосмолистые нефти.

Важнейшим предприятием промышленности на территории Ингушетии в настоящее время является ОАО «РН «Ингушнефть» ранее объединение «Ингушнефтегазпром» которое было образовано в 1993 году после разделения Чечено-Ингушской республики на два самостоятельных субъекта Российской Федерации. До этого оно входило в крупнейшее и старейшее на Юге России нефтяное объединение «Грознефть». Основные направления деятельности объединения были — геологоразведка, добыча, переработка и транспортировка нефти, а также вспомогательное производство (транспорт, ремонтно-сервисное обслуживание, материально-техническое снабжение и связь) [2].

В состав ОАО «Ингушнефть» входят следующие структурные единицы: нефтегазодобывающее управление «Малгобекнефть», Карабулакское нефтегазодобывающее предприятие, Вознесенский газоперерабатывающий завод – в консервации, Карабулакское производство, нефтеперекачивающая станция – НПС «Вознесенская» (в консервации), Малгобекское Управление технологического транспорта, Малгобекское геолого-разведочное предприятие, малгобекский пункт связи, аппарат управления. Кроме того, промысловая геофизическая база, которая производит геофизические исследования и перфорационные работы в скважинах. В настоящее время, предприятием

ведется эксплуатация четырех нефтяных месторождений: Малгобек-Вознесенского, Карабулак-Ачалукского, Серноводского и Заманкульского, находящихся в завершающей стадии разработки. Данные месторождения характеризуются падающей добычей, высокой обводненностью [3].

Причиной падения нефтедобычи являлось отсутствие финансовых средств, необходимых для капитального ремонта простаивающего фонда скважин, инфраструктуры и бурения. В связи с мировым финансовым кризисом и резким падением цен на нефть ОАО «Ингушнефтегазпром» оказалось в сложном финансовом положении. Высокая себестоимость добываемой нефти привела к нерентабельности ее продажи. Первоочередными задачами являлись прекращение падения уровня добычи нефти, а также поиск внутренних резервов снижения производственных затрат. На модернизацию существующих в регионе предприятий нефтегазодобычи и нефтепереработки необходимы дополнительные средства.

В 2010 году было подписано соглашение о сотрудничестве между правительством Республики Ингушетия и ОАО «НК «Роснефть». Документ предусматривает выполнение комплекса мероприятий в рамках поручения правительства РФ о восстановлении нефтегазового комплекса Ингушетии [3].

ОАО «РН «Ингушнефть» создано в марте 2011 г. в рамках поручения Правительства Российской Федерации о восстановлении нефтегазового комплекса Ингушетии, а также в целях взаимодействия в сфере решения ряда социальных вопросов республики. Доли участия: 51 % - ОАО «НК «Роснефть», 49 % - Правительство Республики Ингушетия. В результате реализации Соглашения о сотрудничестве между Республикой Ингушетия и ОАО «НК «Роснефть», добыча нефти в 2011 году увеличилась на 17 %. В рамках соглашения о сотрудничестве экспертами компании «Роснефть» разработаны планы геологоразведочных работ, а так же комплексный план реконструкции объектов наземной инфраструктуры нефтегазодобычи – НГДУ Малгобека и НГДУ Карабулака.

В формировании комплексного плана реконструкции объектов наземной инфраструктуры (Интегрированный проект развития региона ОАО «РН «Ингушнефть») непосредственное участие принимали сотрудники ООО «НК «Роснефть»-НТЦ». Для всесторонней оценки текущего состояния наземной инфраструктуры ОАО «РН «Ингушнефть» был осуществлен выезд экспертной группы специалистов на основные объекты нефтегазодобычи – ЦДНГ «Малгобек» и ЦДНГ «Карабулак».

Анализ, консолидация данных по объемам добычи, подготовке, транспортировке продукции и существующему оборудованию представил следующую картину: основные средства изношены на 75,5 %, износ передаточных устройств – 77,5 % [3]. Как правило, внутрипромысловые трубопроводы были сильно изношены и восстановлению не подлежали, либо в случае восстановления возникал ряд рисков при их использовании. Анализ основных объектов подготовки нефти и газа УПСВ, УПН, показал, аварийное состояние технологического и вспомогательного оборудования (РВС, емкостного, насосного), а производительность по параметрам жидкость, нефть, газ в целом не удовлетворяет предлагаемым проектным нагрузкам. Система ППД и утилизации подтоварной воды не функционирует. Это связано с высоким износом и отсутствием своевременного предупредительного ремонта действующего фонда нагнетательных и поглощающих скважин, основного и вспомогательного оборудования БКНС, ВРГ и т.д. Отсутствие откачки и утилизации подтоварной воды привело к появлению полей испарения в районе основных объектов УПСВ, УПН. Уровень текущей добычи на тот момент обеспечивался за счет эксплуатации в значительной степени истощенных месторождений. Большой фонд бездействующих, простаивающих и законсервированных скважин на разрабатываемых залежах.

Реализация программы по восстановлению объектов инфраструктуры представляет собой формирование принципиальной схемы основных объектов наземной инфраструктуры Дочернего общества, удовлетворяющей ожидаемым проектным нагрузкам добычи углеводородов. Создание рабочей модели системы трубопроводов включающей в себя гидравлические расчеты; анализ производительности площадных объектов поверхностной инфраструктуры, а так же поиск путей решения осложнений связанных с разработкой месторождений.

Основными проектными решениями для реализации программы повышения уровня добычи нефти и газа были: вывод из бездействия скважин, в том числе с повышенным содержанием сероводорода, и бурение новых скважин. В результате анализа ряда месторождений на факт восстановления системы трубопроводов от скважин находящихся долгое время в консервации либо в наблюдении, остро встал вопрос о необходимости предусмотреть специализированную систему сбора и подготовки углеводородов с повышенным содержанием сероводорода.

В 2010 году ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» выполнил обзор производителей блочных установок подготовки нефти и газа, а так же установок очистки попутного газа от сероводорода (сепарационные установки, подогреватели и прочее оборудование, позволяющее в полной мере оптимизировать существующий процесс сепарации и подготовки углеводородов).

Критериями выбора блочных установок подготовки были такие параметры как производительность по нефтяной эмульсии, по газу, тепловой мощности; рабочему давлению; содержанию воды в нефтяной эмульсии; температура нагрева нефтяной эмульсии; массовая доля воды на выходе из установки, концентрация хлористых солей на выходе установки; топливо; давление топливного газа на входе в установку.

В настоящее время Правительством Российской Федерации принято Постановление об обязательном выполнении недропользователями мероприятий по сбору и утилизации попутного нефтяного газа, в соответствии с которым нефтегазодобывающие компании должны перерабатывать 95 % объемов добываемого попутного нефтяного газа. Требуемые параметры при выборе установки подготовки газа: производительность по попутному газу, рабочее давление, получаемое сырье на выходе из установки; применяемая технология подготовки газа. По характеристикам была выбрана блочно-модульная установка подготовки газа с диапазонами рабочих давлений 0,3-35 МПа, производительность по газу 10000 тыс. нм<sup>3</sup>/сут., получаемое сырье на выходе – газ ГОСТ 5542-87, газ ОСТ 51.40-93, высокий ресурс работы оборудования.

#### **Установки очистки попутного газа от сероводорода.**

К выбираемой установке очистки газа от сероводорода предъявлялись следующие требования: блочная структура, обеспечивающая соответствие индивидуальным условиям и транспортировку; наличие технологических контакторов, обеспечивающих высокую степень очистки, компактность, отсутствие громоздких колонн и фундамента, другие технические и технологические требования.

Были рассмотрены следующие виды очистки: каталитическая; аминовый процесс очистки; аминовая очистка с реагентом МДЭА; абсорбционный процесс очистки газа щелочным раствором; катализаторная. Наиболее распространенным способом очистки газов от H<sub>2</sub>S и органических сернистых соединений является химическая абсорбция, в процессе которой удаляемые из газа примеси растворяются в поглотителях. В качестве поглотителя применяются водные растворы моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА), триэтаноламина (ТЭА), раствор NaOH. Наиболее селективен по отношению к H<sub>2</sub>S метилдиэтанолмин (МДЭА). По характеристикам была выбрана установка с технологией аминовой очистки с реагентом метилдиэтанолмин. Привлекательность данной технологии заключалась в следующем: низкий расход на подпитку свежим реагентом (малая подверженность уносу); низкое потребление пара; низкое потребление электроэнергии; малая скорость коррозии; высокая степень регенерации абсорбента, высокий экономический эффект.

Для решения проблемы восстановления системы ППД и утилизации подтоварной воды, которая привела к появлению полей испарения в районе основных объектов УПСВ и УПН, создана обозначенная ниже комплексная программа. Восстановление нагнетательных скважин, находящихся в консервации, проведение РИР и смена насосно-компрессорных труб. Строительство новых водоводов с изоляцией низкого и высокого давлений общей протяженностью 7,5 км. Реконструкция кустовой насосной станции и вспомогательных насосов низкого давления на очистных сооружениях. Реализация системы ППД позволит ликвидировать поля испарения и обеспечить уровни добычи по планируемым ГТМ

На основании всех рассмотренных предложений нами совместно с ОАО «РН «Ингуш-нефть» рассмотрен и предложен ряд технико-экономических обоснований основных технологических решений по восстановлению поверхностной инфраструктуры нефтегазодобычи с соответ-



вующей оптимизацией капиталоемкости и операционных затрат. По итогам данных решений специалистами НК «Роснефть» разработаны и реализуются эффективные бизнес-планы предприятия, обозначены основные этапы по их реализации на период с 2011 по 2015 годы, позволяющие достичь повышения эффективности деятельности Компании за счет более качественной и комплексной разработки месторождений. Реализация программ развития ОАО «РН «Ингушнефть» позволит улучшить социально-экономическое положение всего региона в целом за счет привлечения дополнительных инвестиций в динамически развивающееся предприятие нефтегазодобычи.

**Список использованных источников:**

1. История народов Северного Кавказа с древнейших времен до конца XVIII века. М. 1988.
2. Журнал «Транспорт Юга», 2006 г., №1-2 (25-26).
3. Официальный сайт республики Ингушетия <http://www.ingushetia.ru>.

# “Нитпо”

## Более 20 лет работы в нефтегазовой области

НПФ “Нитпо” представляет собой развитую научно-производственную структуру, состоящую из научно-исследовательского и инженерно-технического подразделений, коммерческой службы

### Научно-исследовательское подразделение

- мониторинг техники и технологии в области ПНП и КРС;
- разработка технологий и хим. материалов в области ПНП и КРС;
- адаптация материалов к конкретным условиям;
- лабораторное моделирование технологических процессов;
- услуги по контролю качества применяемых реагентов и соответствия их поставленным задачам.

### Инженерно-техническое подразделение

- адаптация технологий ПНП и КРС;
- инжиниринговое сопровождение работ на скважинах;
- составление рекомендаций проведения ремонтных работ;
- проведение анализа на соответствие технологий конкретным условиям;
- анализ эффективности технологий ПНП и КРС;
- выдача рекомендаций по увеличению эффективности технологических решений.

### Коммерческая служба

- поставка химических реагентов и специальных материалов;
- поставка нефтепромыслового оборудования;
- поставка бурового оборудования;
- помощь в оптимальном выборе продукции;
- контрольное сопровождение поставок;
- online-заказ продукции



### Организация и проведение международных научно-практических конференций

- Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.
- Строительство и ремонт скважин.
- Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов.

### Основные виды проводимых работ на скважине:

- ограничение водопритоков в нефтяных и газовых скважинах;
- ликвидация заколонных перетоков воды и газа;
- отключение отдельных обводнившихся интервалов пласта, в том числе при переходе на нижележащий горизонт;
- выравнивание профилей приемистости в нагнетательных скважинах;
- ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн;
- направленные кислотные обработки, в том числе в скважинах с обводненной продукцией;
- крепление призойной зоны в слабосцементированных коллекторах;
- глушение скважин;
- временная блокировка пласта перед проведением различных видов ремонта скважин.

Генеральный директор  
Строганов Вячеслав Михайлович

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

[www.nitpo.ru](http://www.nitpo.ru)

E-mail: [nitpo@nitpo.ru](mailto:nitpo@nitpo.ru)

## РАЗРАБОТКА И АДАПТАЦИЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

И.В. Паламарчук (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

### *Designing and Adaptation of Geo Informational Models to Plan the Oil Field Development Patterns for the Assets of «LUKOIL – Western Siberia» LLC*

*I.V. Palamarchuk (Branch of "LUKOIL-Engineering" LLC KogalymNIPIneft in Tyumen)*



**Паламарчук И.В.**

Представлена постоянно действующая электронная информационная модель обустройства месторождения, созданная с целью анализа накопленного опыта и информации о состоянии наземной инфраструктуры промыслов, - ГИС УДОМ. Благодаря применению ГИС УДОМ сокращается время для принятия решений по дальнейшему совершенствованию структуры обустройства месторождений, а также возможно определить экономический эффект, который достигается благодаря рациональному использованию имеющихся производственных мощностей.

*The author presents the live active electronic information model of field development, created to analyze the accumulated experience and gained information on the status of field surface infrastructure - GIS UDOM. Through the application of this GIS UDOM model we reduce the time to take the decision on further upgrading the structure of field construction, as well as possible defining the economic effect that will be gained through the rational application of available industrial capacities.*

С целью повышения качества проектных и управленческих решений, а также для оптимизации процесса перспективного планирования развития обустройства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» было предложено новое, инновационное решение, базирующееся на создании постоянно действующей геоинформационной модели обустройства месторождения (ГИС УДОМ).

Впервые к созданию единой электронной версии модели обустройства месторождения приступили в 2008 году при выполнении технико-экономической оценки перспективы развития нефтепромыслового обустройства Тевлинско-Русскинского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Перед «КогалымНИПИнефть» была поставлена задача разработать концепцию генеральной реконструкции с технико-экономической оценкой обустройства месторождения до 2018 года. Необходимо было спрогнозировать динамику разработки нефтегазового актива с динамикой добычи продукции по каждой кустовой площадке и оценить степень влияния ожидаемых изменений на объекты наземной инфраструктуры промыслов (систему нефти и газосбора, поддержания пластового давления и электроснабжения). Поскольку Тевлинско-Русскинское месторождение одно из крупнейших в ОАО «ЛУКОЙЛ» по добыче (площадь лицензионного участка составляет примерно 1600 кв. км) и находится в эксплуатации уже более 25 лет, для формирования концепции развития обустройства месторождения требовалось проанализировать накопленный объем разрозненной информации о состоянии наземной инфраструктуры промыслов. Выполнить подобный анализ в сжатые сроки, опираясь только на традиционные источники информации о месторождении (проектные документы, паспорта трубопроводов и пр.), не представлялось возможным. Тогда было принято нестандартное решение поставленной задачи, а именно создание постоянно действующей электронной информационной модели обустройства месторождения. Модель обустройства месторождения впоследствии получила название ГИС УДОМ.

Проектные работы по моделированию были доверены компании ЗАО «НЕОЛАНТ». В основу разработанного решения легли геоинформационная система ArcGIS, база данных Microsoft SQL Server и средства разработки Microsoft.NET. Кроме того, для гидравлических расчетов применялся продукт OLGA компании SPT Group и OIS Pipe «ГИС-АСУпроект» компании, а для электротехнических расчетов – программа Energy CS.

Наиболее полно все направления обустройства нефтегазового месторождения были охвачены при выполнении работ по разработке концепции обустройства Южно-Ягунского месторождения до 2020 года. Дополнительно были использованы возможности системы, апробированные для Тевлинско-Русскинского месторождения. При этом для Южно-Ягунского месторождения сис-

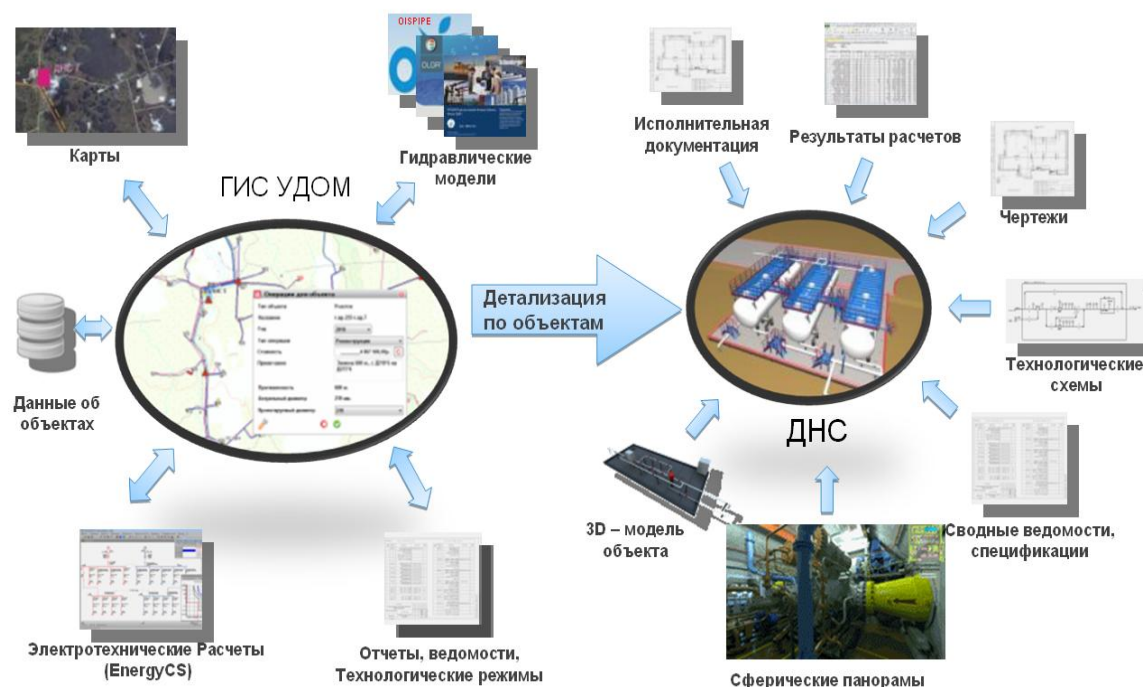
тема содержала в себе модели не только нефтесбора и электроснабжения, но и трубопроводов системы ППД и газосбора. Таким образом, на примере Южно-Ягунского месторождения была создана единая электронная модель всей наземной инфраструктуры месторождения, позволяющая представить географическое положение объектов, проанализировать их текущее состояние, спланировать и обосновать технически и экономически их развитие.

В конечном итоге нефтегазодобывающее предприятие получает оптимальный инвестиционный план развития инфраструктуры месторождения на десятилетие вперед.

Благодаря использованию «интуитивно понятного» интерфейса и инструментов визуализации (цветовые шкалы, диаграммы и пр.), ГИС УДОМ становится рабочим инструментом для широкого круга специалистов:

- сотрудников технологических служб ЦДНГ, ЦИТС, отделов предприятий, выполняющих анализ эксплуатационных и расчётных данных трубопроводных сетей, систем электроснабжения;
- специалистов Института, подготавливающих проектные решения по вводу новых объектов, оптимизации и развитию схем обустройства месторождений;
- сотрудников экономических служб предприятия, отвечающих за обоснование инвестиционных вложений в развитие месторождений;
- руководителей предприятий – для поддержки принятия управленческих решений и контроля за результатами.

Таким образом, система переводит в понятный вид любую вносимую в нее информацию и тем самым обеспечивает представителям разных служб совместное принятие решения профессиональных задач для каждого из них. Структура функций модели и последовательность решения поставленных задач представлена на **рисунке 1**.



**Рис. 1.** Структура функций модели и последовательность решения поставленных задач

Применение ГИС УДОМ сокращает не только время для принятия решений по дальнейшему совершенствованию структуры обустройства месторождений, но и позволяет определить экономический эффект благодаря рациональному использованию имеющихся производственных мощностей. Среди направлений повышения экономической эффективности при эксплуатации элементов структуры обустройства месторождений можно выделить следующие:

- увеличение добычи нефти за счет снижения гидравлического сопротивления в системе трубопроводов и снижения противодействия на нефтяной пласт;
- оптимизация эксплуатации трубопроводов благодаря выявлению недозагруженных участков системы нефтесбора;
- экономия операционных затрат на электроснабжение месторождения за счет анализа фактического использования и выработки рекомендаций по оптимизации объектов электропотребления.

Подход, основанный на использовании ГИС УДОМ при разработке концепции развития обустройства месторождений, признан перспективным.

На сегодняшний день две модели обустройства – Тевлинско-Русскинского и Южно-Ягунского месторождений переданы в опытно-промышленную эксплуатацию в подразделения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

В дальнейших планах – создание постоянно действующих моделей обустройства для всех месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а в итоге – разработка генеральной схемы обустройства месторождений предприятия.

## ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ

В.П. Шаров (ОАО «ВНИПИГаздобыча»)

### *Innovative Approach Towards the Solution of Problems with Controlling the Operation Modes of Subsurface Gas Storages*

*V.P. Sharov ("VNIPIGasdobycha" OJSC)*



**Шаров В.П.**

Представлена новая разработка ОАО «ВНИПИГаздобыча» - система управления режимами (СУР), созданная для решения актуальных задач эксплуатации ПХГ. Рассматриваются проблемы, возникающие в момент принятия решений при эксплуатации ПХГ. Обозначены предпосылки создания СУР. Описаны структура СУР и взаимодействие с другими системами УПХГ, функции и порядок применения СУР. Рассказывается о тестировании системы. Показаны результаты внедрения в составе автоматики ПХГ системы управления режимом.

*The author presents the new design of "VNIPIGasdobycha" OJSC - operation mode control system (MCS), developed to resolve the actual objectives in SGS operation. He considers the problems arising at the moment of decision-taking during the operation of SGS. The author also describes the history in making the MCS. He describes the MCS structure and its interaction with*

*other CSGS systems, its functions and order of MCS application. The author speaks about the testing of the system and shows the application results within the set of automation applied in mode control system of SGS.*

Правильное управление режимами работы подземного хранилища газа является важной задачей, эффективное решение которой способно привести к существенной экономии материально-технических ресурсов и минимизировать потери газа. Автоматизация процессов принятия решений по режимам подземного хранилища газа (ПХГ) является одной из важнейших составляющих «интеллектуализации» управления хранилищем, что, в свою очередь, позволяет решать проблему повышения эффективности использования мощностей ПХГ и увеличения производительности при закачке и отборе газа.

В статье представлено новое решение, разрабатываемое в настоящее время ОАО «ВНИПИ-газдобыча» именно для решения актуальных задач эксплуатации ПХГ – так называемая Система управления режимами (СУР). Входящая в состав интегрированной системы автоматизации ПХГ, СУР соединяет в себе систему диспетчерского управления и 3-х мерную геолого-технологическую модель, что позволяет непосредственно в Управлении ПХГ (УПХГ) определять и выдавать рекомендации по режимам работы хранилища.

### **1. Проблема принятия решений при эксплуатации ПХГ**

Подземные хранилища газа являются неотъемлемой частью единой системы газоснабжения России (ЕСГ РФ), они позволяют гарантированно обеспечивать потребителей природным газом независимо от времени года, колебаний температуры, форс-мажорных обстоятельств. В условиях рыночной экономики появляются варианты использования ПХГ в коммерческих целях, что приводит к возрастанию требований к мобильности и оперативности закачки и отбора газа.

Все ПХГ ОАО «Газпром» эксплуатируются специализированной организацией – ООО «Газпром ПХГ», и управляются централизованно по иерархической схеме. На высшем уровне управления находится Центральный производственно-диспетчерский департамент (ЦПДД) ОАО «Газпром», далее следует Центральное производственно-диспетчерское управления (ЦПДУ) ООО «Газпром ПХГ», затем Диспетчерские пункты филиалов ООО «Газпром ПХГ» - Управлений ПХГ.

Принципиальное решение об отборе или закачке газа принимается ЦПДД и сообщается в ЦПДУ ООО «Газпром ПХГ». Получив задание на закачку или отбор газа, ЦПДУ «назначает» эти объемы на конкретное УПХГ и направляет диспетчеру УПХГ соответствующее задание. Затем диспетчеру необходимо распределить задание по скважинам и выдать указания на средства автоматизации или сменному персоналу (операторам) для установки регуляторов скважин в необходимые положения, после чего диспетчер контролирует ход режима и общее состояние ПХГ.

Следует отметить, что на всех этапах принятия решения «зримо» или «незримо» присутст-



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](http://www.nitpo.ru), [oilgasconference.ru](http://oilgasconference.ru)

[nitpo@nitpo.ru](mailto:nitpo@nitpo.ru); [nitpo@mail.ru](mailto:nitpo@mail.ru)

Тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65); 210-04-12

ISBN 978-5-905924-04-0



9 785905 924040