

**48**  
стр. Надежное прогнозирование трещин в нетрадиционных коллекторах нефти и газа

**63**  
стр. Влияние химических реагентов на образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти

**70**  
стр. Инструмент автоматизации процессов формирования и расчета стоимости строительства

Дистанционная система интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга

стр. 38



# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Глядя на просторы Крайнего Севера, я понимаю, что это суровый край, но его экосистема очень хрупка и уязвима. Она нуждается в бережном отношении. Для животных мы построили специальные переходы через наши трубопроводы. Теперь путь к арктической нефти лежит в полной гармонии с природой!



Реклама



СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU

**НОВОСТИ КОМПАНИИ****4****ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ****9**

Кубышта И.И., Ольнева Т.В.

**Потенциал применения поперечных волн в сейсморазведке 3D4C**

Kubyshta I.I., Olneva T.V.

The potential application of shear waves in 3D4C seismic

**14**

Дымочкина М.Г., Лежнева В.А.

**Влияние оценки вероятности геологического успеха на принятие инвест-решения**

Dymochkina M.G., Lezhneva V.A.

The impact of assessing the probability of geological success on investment decisions

**20**

Зверев К.В., Редина С.А., Ибрагимова С.В., Жуковская Е.А., Ольнева Т.В., Мухидинов Ш.В., Орлов В.А.

**Сейсмофациальное и петрофациальное моделирование пластов сиговской свиты как инструмент снятия неопределенностей при построении 3D геологической модели резервуара**

Zverev K.V., Redina S.A., Ibragimova S.V., Zhukovskaya E.A., Olneva T.V., Mukhidinov Sh.V., Orlov V.A.

Seismiofacies and petrofacial modeling of the Sigovskaya formation as a tool for removing uncertainties in the construction of a 3D geological model of the reservoir

**26**

Макухо О.О., Хомик В.М.

**Повышение точности оценки запасов углеводородов по поисковым и разведочным скважинам по классификации PRMS**

Makuho O.O., Khomik V.M.

Improving the accuracy of estimating hydrocarbon reserves of appraisal well and exploratory wells according to the PRMS classification

**32**

Максимова Е.Н., Тугарова М.А.

**Литопетрофизическая кластеризация – альтернативный подход к прогнозу качества карбонатного коллектора**

Maksimova E.N., Tugarova M.A.

Litho-petrophysical clustering – an alternative way for prognosis of carbonate reservoir quality

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****38**

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Пустовских А.А., Каешков И.С., Колупаев Д.Ю.

**Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин**

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Pustovskih A.A., Kaeshkov I.S., Kolupaev D.U.

Intellectual well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation for producing oil wells

## 48

Начев В.А., Казак А.В., Турунтаев С.Б.

### **Физико-математическое моделирование процессов механического разрушения пород-коллекторов в микро- и нано-масштабах**

Nachev V.A., Kazak A.V., Turuntaev S.B.

Physico-mathematical modelling of mechanical processes of rock fracturing at the micro- and nano-scales

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## 56

Долгодворов Р.Е., Смирнов А.П., Шуваев А.Н., Тестешев А.А.

### **Искусственный каменный материал из укрепленных грунтов как альтернатива привозному щебню и дорожным плитам**

Dolgodorov R.E., Smirnov A.P., Shuvaev A.N., Testeshev A.A.

Artificial rock material from reinforced soils as a replacement for brought-in macadam and pavement panels

## ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ

## 63

Синёв А.В., Девяшин Т.В., Кунакова А.М., Сайфутдинова Л.Р., Усманова Ф.Г., Крикун А.Н., Лестев А.Е.

### **Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений**

Sinev A.V., Devyashin T.V., Kunakova A.M., Sayfutdinova L.R., Usmanova F.G., Krikun A.N., Lestev A.E.

The problem of the formation of volatile organochlorine compounds during the initial distillation of oil as a result of decomposition of chemicals containing salts of quaternary ammonium compounds

## ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## 70

Донсков С.Ю., Гордеева Д.В., Кашафутдинова А.Р., Жуков А.А., Юриков Д.В.

### **Инструмент автоматизации процессов формирования и расчета стоимости строительства**

Donskov S.Y., Gordeeva D.V., Kashafutdinova A.R., Zhukov A.A., Yurikov D.V.

The tool designed to automate the process of forming and calculating

## 74

Горбунов Е.А., Большаков А.А., Степанов Д.А.

### **Автоматизированное рабочее место маркшейдера**

Gorbunov E.A., Bolshakov A.A., Stepanov D.A.

Automated workplace of a surveyor

# Когда детальность определяет результат

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» совместно с СПбГУ и ИТСК разработали технологию «Геонавигация на основе трехмерных моделей высокой дискретности». Новый подход позволяет значительно повысить эффективность проходки при бурении сложно построенных коллекторов за счет повышения детализации (дискретности) трехмерной геологической модели вдоль вертикального сечения горизонтальной скважины.

Технология успешно опробована на пилотном участке Приобского месторождения и готовится к коммерциализации.

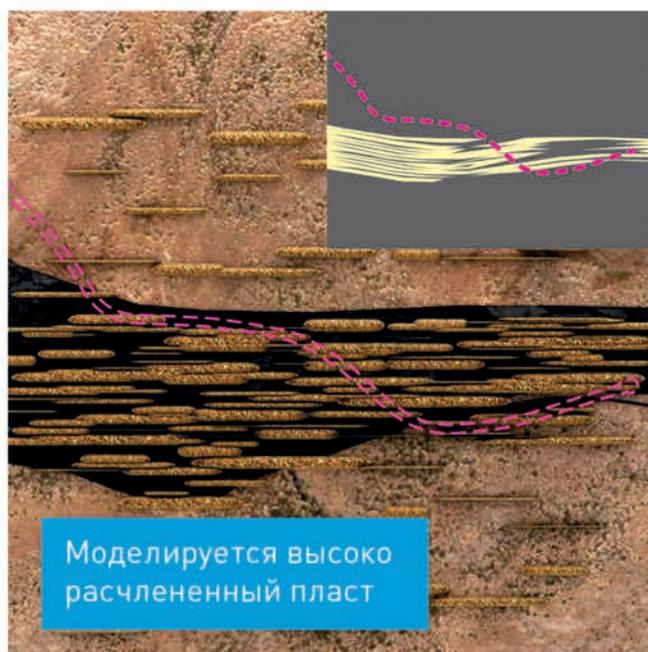
## ОБЫЧНАЯ МОДЕЛЬ



### ОШИБКА:

- » Приток к пробуренной скважине не соответствует ожиданиям
- » Геологическая модель некорректна

## МОДЕЛЬ ВЫСОКОЙ ДИСКРЕТНОСТИ



- » Построена корректная геологическая модель
- » Приток к скважине подтверждает новую модель

**+5%**

прирост добычи  
за счет повышения  
эффективности  
проходки



ЭЛЕКТРОННАЯ  
РАЗРАБОТКА  
АКТИВОВ

## «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПЕРВОЙ В РОССИИ СДАЛА ГОСУДАРСТВУ ЦИФРОВОЙ ОТЧЕТ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Впервые в России «Газпром нефть» совместно с ФГБУ «Росгеолфонд» опробовали цифровую схему сдачи государственной статистической отчетности по изменению запасов углеводородного сырья для учета в Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ. Цифровая форма при участии специалистов Научно-Технического Центра была успешно применена для самого крупного дочернего общества «Газпром нефти» – «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». В 2020 году такой формат будет доступен другим российским нефтегазовым компаниям.

«Газпром нефть» – это флагман цифровой трансформации российской нефтегазовой отрасли. Для нас важны цифровые инструменты для оптимизации всех бизнес-процессов компании. Масштаб нашего бизнеса и технологическое оснащение активов позволяют нам уже сегодня применять новые методы отчетности, которые через некоторое время станут стандартными для всей отрасли», – отметил директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

Для компаний с большим числом лицензий и залежей в различных регионах подготовка бумажной отчетности — сложный процесс. Например, «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» за 2018 год должен был формировать отчетность для Росгеолфонда, а также для фондов Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов по 42 лицензиям, в которых содержалось около 1500 учетных объектов.

Общий объем отчета составил бы около 5000 страниц формата А4.

В 2019 году Росгеолфонд и «Газпром нефть» при поддержке Научно-Технического Центра компании создали рабочую группу по цифровой трансформации формирования и хранения фондов геолого-геофизических данных. Результатом работы стал более эффективный способ формирования отчетности и последующего хранения геологической информации. Благодаря этому «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» сдал отчет по установленной форме в электронном виде с использованием электронной подписи. ФГБУ «Росгеолфонд» обеспечил принятие, обработку и включение этих данных в Государственный баланс.

«ФГБУ «Росгеолфонд» в настоящее время нацелен на работу по цифровизации управления государственным фондом недр. Одной из главных задач на сегодняшний день является переход на полностью цифровой оборот (сбор, накопление, хранение, предоставление) геологической информации. Это особенно важно в свете запуска в эксплуатацию Федеральной Государственной информационной системы «Единый фонд геологической информации» (ФГИС ЕФГИ). Полученные результаты взаимодействия с «Газпром нефтью» показывают, что мы движемся в верном направлении», – отметил генеральный директор ФГБУ «Росгеолфонд» Дмитрий Аракчеев.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОЦЕНИЛА ЭФФЕКТ ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ ДО 2025 ГОДА

«Газпром нефть» завершила реализацию первого цикла технологической стратегии, выполнив 27 проектов. Полученный экономический эффект в 2 раза превысил размер инвестиций. Суммарный долгосрочный доход\* от портфеля техпроектов, которые будут закончены к 2025 году, оценивается в 130 млрд руб., объем дополнительной добычи – в 110 млн тонн н.э., а прирост запасов почти в 600 млн т. н.э. Цель компании – стать лидером отрасли по технологичности и активно заниматься реализацией успешных технологий на рынке. В настоящее время в технологический портфель «Газпром нефти» в сегменте геологоразведки и добычи входит 100 проектов. Кроме того, уже завершено 27 и чистый дисконтированный доход от них составил 2,5 млрд руб. Это в 2 раза превышает объем инвестиций на реализацию проектов. Технологическая стратегия «Газпром нефти» сформирована в 2014 году, в ней определены девять ключевых вызовов, с которыми сталкивается компания. В фокусе внимания – работа с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами, увеличение выработки запасов зрелых месторождений, освоение арктических территорий. В 2019 году техпроекты, число которых превысило 100, были разделены на четыре группы, в зависимости от получаемого эффекта и срока реализации. Это позволяет сосредоточиться на инновациях с максимальным потенциалом.

Важными показателями эффективности разработок являются их востребованность и перспективы коммерциализации на отраслевом рынке.

«В 2019 году, с учетом формирования стратегии «Газпром нефти» до 2030 года, мы актуализировали и нашу технологическую стратегию, чтобы сфокусироваться на проектах с максимальной отдачей. Но уже по завершению первого этапа видно, что у сегмента новых технологий колоссальная востребованность и маржинальность. Пожалуй, сегодня это один из самых эффективных по доходности видов деятельности нашей компании. При этом надо учитывать не только прямой экономический эффект, но и возможности по развитию наших компетенций, доступ к опыту партнеров и возможность выхода на новые рынки», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

Справка

\*Под доходом понимается NPV (Net present value или чистый дисконтированный доход). Экономический показатель, используемый в международной практике для оценки эффективности инвестиционных проектов.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» УЧАСТВУЕТ В СОЗДАНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НЕФТЕПРОМЫШЛЕННОГО КЛАСТЕРА В ТЮМЕНИ

«Газпром нефть», Правительство Тюменской области и Ассоциация нефтегазосервисных компаний заключили соглашение о создании регионального нефтепромышленного кластера.

В кластер войдут 25 нефтесервисных и промышленных предприятий, ряд банков, технопарки и вузы. «Газпром нефть» и ее дочерние общества, действующие на территории Тюменской области, станут координаторами совместных проектов. При участии Научно-Технического Центра компании определены ключевые направления: развитие новых технологий добычи углеводородов, импортозамещение оборудования и материалов, цифровизация технологических процессов, обучение и развитие персонала организаций-участников.

Проекты кластера будут реализовываться в сотрудничестве с межрегиональным научно-образовательным центром, о создании которого «Газпром нефть», Правительство Тюменской области и Тюменский государственный университет (ТюмГУ) договорились на Петербургском экономическом форуме в июне 2019 года. В результате взаимодействия партнеров в регионе будет осуществляться весь цикл создания технологий: от научных разработок до их промышленного производства и внедрения. Инновации планируется применять на активах «Газпром нефти» в процессе бурения и исследования скважин, повышения нефтеотдачи и при подготовке «цифровых двойников» месторождений.

«В стратегии развития до 2030 года «Газпром нефть» ставит перед собой цель стать лидером от-

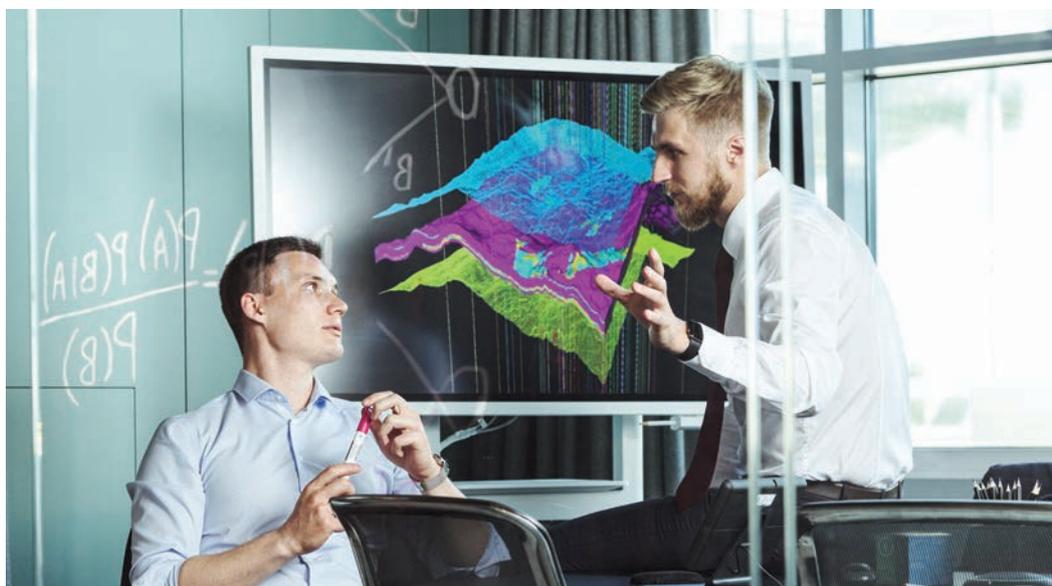
расли по технологичности. Для этого мы формируем в России систему, которая объединит интеллектуальный и производственный потенциал отечественных компаний. Частью такой системы будет новый масштабный нефтепромышленный кластер в Тюмени. Он позволит создавать актуальные для бизнеса технологии, востребованные как на российском, так и на международном рынке», – отметил председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков. «Газпром нефть» – стратегический партнер Тюменской области. Правительство региона выступило инициатором соглашения по созданию нефтепромышленного кластера, который объединит для решения общих технологических целей предприятия из разных субъектов страны. Главная цель – социально-экономическое развитие регионов, которые участвуют в этом проекте. Компетенции и уровень задач, формируемые «Газпром нефтью», позволят предприятиям технологически перевооружаться, применять современные подходы к научно-технологическому развитию, повышать свой уровень в соответствии с требованиями заказчиков нефтегазовой отрасли. Уже сегодня есть 21 проект, над которыми работают все участники кластера. Также у них будет возможность получить и федеральную финансовую поддержку», – подчеркнул губернатор Тюменской области Александр Моор.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ УНИКАЛЬНУЮ ЦИФРОВУЮ ПЛАТФОРМУ ДЛЯ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ АКТИВОВ

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» создана уникальная ИТ-система для комплексного анализа данных о запасах углеводородов «ЭРА:ПроАктив». Программа оптимизирует до 90 % рутинных операций при анализе запасов. Данные о ресурсной базе «Газпром нефти» включают результаты тысяч исследований с 1981 года: это информация о количестве запасов, геологических особенностях объектов, физических и химических свойствах нефти и газа. Оценка такого объема данных для решения текущих задач занимала большое количество рабочего времени. «ЭРА:ПроАктив» обеспечивает оптимизацию ресурсной базы и формирование стратегии ее развития. Программа включает постоянно обновляемую информацию об активах компании. На основании комплексного прогноза добычи и текущего состояния ресурсной базы предприятия разработанные алгоритмы позволяют формировать сбалансированный подход к восполнению запасов, поддержанию и наращиванию добычи актива в долгосрочной перспективе. Разработанный инструмент может быть адаптирован под любую базу данных, в том числе общенациональную. Проект реализован в рамках технологического направления ЭРА. Партнером по разработке программного решения выступил СПбГУ. Программа и соответствующий товарный знак зарегистрированы Федеральной службой по интеллектуальной собственности. «Мы первыми в отрасли создали программу, которая позволяет увидеть весь объем ресурсной базы компании в любой момент времени в дина-

мике. Ничего подобного до сих пор просто не существовало. Это большой шаг по управлению запасами не только для нашей компании, но и для индустрии в целом. Представители профильных министерств уже видели нашу программу и в дальнейшем смогут применить эти наработки для создания аналогичной платформы в масштабах отрасли. В будущем новая ИТ-система сможет использоваться как коммерческий продукт, который мы предложим на открытом рынке», – отметил Алексей Вашкевич, директор дирекции по технологическому развитию «Газпром нефти». «Успех любого проекта в области разработки программного обеспечения основывается как на профессионализме его участников, так и на грамотном выборе процесса и инструментов разработки. Вместе со специалистами Научно-Технического Центра "Газпром нефти" нам удалось в кратчайшие сроки собрать эффективную команду и наладить процесс в соответствии с гибкой методологией. Отмечу, что создание системы, у которой нет аналогов, — это творческая, созидательная работа, ставшая возможной благодаря постоянному открытому и конструктивному диалогу с партнерами. В результате мы получили специализированную ИТ-систему, которая визуализирует большие объемы данных в удобном для пользователя формате», – отметил Марат Немешев, старший преподаватель кафедры системного программирования СПбГУ, координатор группы разработки по проекту.



# «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ СИСТЕМУ ЦИФРОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

«Газпром нефть» разработала технологию цифрового проектирования инфраструктуры новых активов. Цифровой алгоритм используется при планировании инфраструктуры на самых ранних этапах жизненного цикла нефтедобывающих проектов. Программа предлагает оптимальное расположение объектов с учетом рельефа местности, гидрогеологических условий, административных, археологических, историко-культурных, экологических, физических и многих других параметров. Опираясь большими объемами данных, алгоритм автоматически осуществляет сложные многоступенчатые расчеты, определяя оптимальное размещение производственных, бытовых, транспортных и иных инфраструктурных объектов проектируемого месторождения.

На каждом этапе расчетов – и при размещении объектов на карте, и при вычислении их физических параметров – алгоритм оценивает тысячи вариантов и выбирает наиболее эффективный. Цифровой алгоритм создан специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти», «Газпромнефть-ГЕО» и «Газпромнефть-Развития».

Тестирование нового расчетного модуля было выполнено при проектировании инфраструктуры Ямбургского, Западно-Зимнего, Оурынского месторождений и активов Чонской группы. Цифровая система позволила повысить эффективность планирования размещения сетей автодорог, трубопроводов, нустовых площадок, площадных объектов обустройства автоматизация. В перспективе использование про-

дукта позволит сократить капитальные вложения и эксплуатационные затраты на различные объекты инфраструктуры на 7–10 %.

«Основная задача любой отраслевой технологии – сократить затраты, чтобы сделать добычу эффективней и работать со все более сложными запасами. Мы хорошо понимаем, что получить максимальный эффект можно именно на старте освоения месторождения, когда еще ничего не построено, и мы ничем не ограничены в принятии решений. Ведь от того, как размещена инфраструктура и из каких элементов она состоит, во многом зависит экономический успех всего проекта», – сказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич. «Этап раннего планирования является одним из ключевых с точки зрения оптимизации и максимизации стоимости актива, а цена ошибки на ранних этапах можеткратно возрастет в дальнейшем. Цифровой алгоритм оптимального размещения объектов инфраструктуры позволяет снять основные неопределенности при создании наземной инфраструктуры и повышает эффективность каждого бизнес-кейса не только в моменте, но и в долгосрочной перспективе. Уверен, что данная разработка «Газпром нефти» станет неотъемлемым инструментом для наших проектов», – прокомментировал Юрий Масалкин, директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти».



# ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ 3D4C

**И.И. Кубышта, Т.В. Ольнева**, д.г.-м.н.

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

УДК 550.834.5

© И.И. Кубышта,  
Т.В. Ольнева, 2019

**Электронный адрес:** kubyshta.ii@gazpromneft-ntc.ru

В статье дан краткий обзор теоретических и практических аспектов сейсморазведки поперечных волн, а также основных геологических задач, решаемых с их помощью на этапах доразведки и доизучения месторождений углеводородов. Несмотря на разработанную еще в XIX веке теоретическую базу, практическая реализация процедур обработки и интерпретации данных многоволновой сейсморазведки до сих пор не вошла в традиционный граф камеральных работ. Геологические задачи, которые могут быть решены с привлечением данных поперечных волн, актуальны и сверхсложны для традиционной сейсморазведки 2D/3D. Поперечные волны позволяют получить более достоверную информацию о структурно-тектонических особенностях в областях под «газовыми облаками» или аномальными объектами, приводящими к полному отсутствию информации под ними в данных традиционных сейсморазведочных работ. Количественная интерпретация отношения скоростей  $v_P/v_S$  позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства и литологический состав пород. Возможна достоверная разбровка аномалий типа «яркое пятно», вызванных наличием углеводородов в коллекторе или литологическим замещением. Анизотропия скоростей поперечных волн, наблюдаемая при эффектах двойного лучепреломления, является основой для прогноза интенсивности и направления трещиноватости.

**Ключевые слова:** поперечные волны, обменные волны, сейсморазведка 3D, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), «яркое пятно», AVO-анализ, совместная инверсия

## THE POTENTIAL APPLICATION OF SHEAR WAVES IN 3D4C SEISMIC

**I.I. Kubyshta, T.V. Olneva**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article gives a brief overview of theoretical and practical aspects of shear wave seismic exploration, as well as main geological problems that are solved at stages of additional and further exploration of hydrocarbon deposits. Despite the theoretical basis developed back in the 19th century, the practical implementation of processing and interpretation of multiwave seismic data has not yet been included in the traditional graph of deskwork. Geological problems that can be solved with the use of shear wave data are relevant and extremely complex for traditional 2D / 3D seismic exploration. Shear waves provide more reliable information about structural and tectonic features in areas under the "gas clouds" or anomalous objects, leading to a complete lack of information below them in the data of traditional seismic. A quantitative interpretation of the  $v_P/v_S$  ratio allows one to make predictions of the reservoir properties and lithology. Reliable sorting of bright spot anomalies caused by the presence of hydrocarbons in the reservoir or lithological substitution is possible. The anisotropy of shear wave velocities observed with birefringence effects is the basis for predicting fracture intensity and direction.

**Keywords:** shear waves, converted waves, 3D seismic, vertical seismic profiling (VSP), "bright spots", AVO-analysis, joint inversion

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-09-13

## ВВЕДЕНИЕ

При разведке и доразведке месторождений углеводородов все чаще на первый план выходит задача повышения эффективности затрат и увеличения ценности получаемой дополнительной геологической информации. Для решения этой задачи используются приемы комплексирования различных геофизических методов: сейсморазведки и электро-, грави-, магниторазведки. Получаемая информация, безусловно, является полезной, но в силу объективных ограничений и разномасштабности методов, часто не детализирует строение конкретного целевого пласта, который и является основным объектом изучения. Другим источником дополнительной информации служит метод сейсморазведки,

проводимый не только на продольных волнах (классический метод общей глубинной точки (МОГТ) 2D/3D), но и в модификации многокомпонентных исследований (вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) в скважинах, наземные трех- или двумерные трехкомпонентные исследования МОГТ (3D3C/2D3C), специализированные трехмерные девятикомпонентные работы (3D9C) и др.). Принципиальное отличие заключается в использовании данных поперечных S- и/или обменных PS-волн.

## ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

В реальных средах могут независимо распространяться во времени и пространстве

два вида упругих колебаний – продольная волна  $P$  и поперечная волна  $S$ , различающиеся характером деформаций. Продольные волны распространяются за счет локального сжатия и растяжения элементов среды без изменения их формы, волну  $P$  также называют волной сжатия. Поперечные волны сопровождаются малыми вращательными движениями элементов среды в плоскости, перпендикулярной направлению распространения, поэтому волну  $S$  также называют волной сдвига. Очевидно, что один и тот же источник не может возбуждать оба типа волн. В 70-х – 80-х годах XX века разрабатывались и тестировались горизонтальные вибраторы, основными проблемами использования которых явились согласование с грунтом [1] и невозможность излучения поперечных волн в вертикальном направлении [2, 3]. Широкого применения не нашли также ударные источники и направленные взрывы в группах скважин и траншеях. Выполнение

**НЕСМОТЯ НА ШИРОКИЙ КРУГ ЗАДАЧ И ИХ АКТУАЛЬНОСТЬ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДО СИХ ПОР ОГРАНИЧЕНО. С ОДНОЙ СТОРОНЫ, ЭТО ОБУСЛОВЛЕНО ЭКОНОМИЧЕСКИМИ ПРИЧИНАМИ, С ДРУГОЙ – ОТСУТСТВИЕМ МАССОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И НАКОПЛЕННОГО ОПЫТА ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТАКИХ ДАННЫХ**

сейсморазведочных работ с двумя типами источников нерационально в производственных масштабах, поэтому наибольшее развитие получила сейсморазведка обменных волн. На любой отражающей границе согласно законам механики векторы напряжения и смещения равны в обеих средах, и падающая продольная волна  $P$  образует две отраженные и две проходящие волны. Одна отраженная и одна проходящая волны сохраняют тип колебаний частиц в направлении распространения – остаются продольными  $PP$ . Две другие волны меняют траекторию распространения с продольной на поперечную и называются обменными  $PS$ . Отраженная обменная волна  $PS$  может быть зарегистрирована на горизонтальных компонентах трехкомпонентными сейсмоприемниками в скважинах или на поверхности. В случае ВСП падающей поперечной волной является обменная волна, образовавшаяся на первой сильной отражающей границе (подошве зоны малых скоростей (ЗМС) или

морском дне). Закрепившийся в современной литературе термин «поперечная  $S$ -волна» по сути отвечает обменной  $PS$ -волне. Далее будет использован термин «поперечная волна» для обменных волн  $PS$ , так как «чистые» отраженные поперечные  $SS$ -волны в практике геологоразведочных работ на нефть и газ за последние десятилетия широко не применялись.

Поперечные волны обладают двумя важными свойствами:

- 1) скорость их распространения всегда ниже, чем скорость распространения продольных волн;
- 2) не распространяются в жидкостях и газах.

Благодаря второму свойству немецким сейсмологом Э. Вихертом в 1897 г. была выдвинута гипотеза о наличии жидкого ядра Земли, а в 1910 г. Б. Гутенберг рассчитал глубину его возможного залегания (2900 км). Предпосылками для этого послужили следующие постулаты: поперечные волны не распространяются от источника до другой стороны Земли, и энергия поперечных волн становится равной нулю при угловой апертуре, близкой к  $105^\circ$ .

### **ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН**

Последние несколько десятков лет развитие технологий интерпретации сейсмических данных поперечных волн идет неравномерно с технологиями интерпретации сейсмических данных продольных волн. Прикладные задачи для многокомпонентных сейсморазведочных работ были сформулированы в многочисленных публикациях (например, в работах [4, 5]), основные из них:

- 1) разбраковка амплитудных аномалий типа «яркое пятно»;
- 2) использование параметра отношения скоростей продольных  $v_P$  и поперечных  $v_S$  волн для прогноза литологии и фильтрационно-емкостных свойств пород;
- 3) получение информативного сейсмического изображения под контрастными объектами (например, под «газовыми облаками»);
- 4) прогноз трещиноватости на основе эффектов двойного лучепреломления и анизотропии скоростей поперечных волн.

Задача разбраковки на суммарных данных амплитудных аномалий типа «яркое пятно», вызванных изменением литологического состава отложений, от аномалий, обусловленных наличием углеводородов в

коллекторе, является одной из важнейших. В связи с тем, что поперечные волны не распространяются в жидкостях и газах, «яркие пятна», вызванные изменением литологии, скорее всего, будут одинаково присутствовать на разрезах и продольных, и поперечных волн. «Яркие пятна» от газонасыщенного коллектора, уверенно идентифицируемые на разрезах  $P$ -волн, на разрезах  $S$ -волн, как правило, отсутствуют. Для нефте- и водонасыщенных коллекторов возможна обратная ситуация, когда из-за незначительной разницы в скоростях  $P$ -волн в коллекторе и во вмещающей толще на разрезах продольных волн амплитудные аномалии отсутствуют, а проявляются «яркие пятна» на разрезах  $S$ -волн. Интересный пример прогноза коллекторов с высоковязкой нефтью представлен в работе [6], в которой по данным атрибутного анализа куба поперечных волн авторы смогли выделить более мощные и однородные коллекторы, насыщенные тяжелой нефтью, когда по данным продольных волн прогноз не удавался.

Отношение скоростей продольных и поперечных волн  $v_P/v_S$  является одним из основных упругих параметров, расширяющих возможности количественной динамической интерпретации. В благоприятных сейсмогеологических условиях информация о скорости поперечных волн позволяет отделить газонасыщенные коллекторы от водонасыщенных или выполнить прогноз литологии. Синхронная инверсия сейсмических данных продольных волн до суммирования дает возможность получить информацию о скорости поперечных волн и в ряде случаев о плотности. Казалось бы, задача решена: уравнения Кнотта-Цеппритца и их различные аппроксимации (Аки-Ричардса, Шуэ, Фатти и др.) реализованы в удобных программных продуктах, работающих со «стандартными» сейсмическими данными  $P$ -волн. Возникает вопрос: для чего необходимо регистрировать поперечные волны, если их можно рассчитать из поля продольных? Можно, но «синтетический» расчет будет информативным только для контрастных коллекторов, волновое сопротивление которых существенно отличается от волнового сопротивления вмещающих пород, например, для 20-м пласта однородного песчаника пористостью 30 %, насыщенного газом и перекрытого таким же мощным пластом глин. Такой коллектор по классификации С. Резерфорда и Р. Уильямса [7] относится к третьему классу «газовых песков» и наибо-

лее легко поддается AVO (Amplitude Variation with Offset) – анализу: отрицательная амплитуда отраженной волны от кровли этого коллектора существенно увеличивается с удалением. К сожалению, с такими «образцово-показательными» коллекторами работать приходится не часто. В основном разведываемые и доразведываемые залежи представлены маломощными (толщиной менее 10 м), низкопористыми, часто с прослоями (толщиной менее 1 м) коллекторами. AVO-характеристика отраженных волн от кровли таких пластов в большинстве случаев относится ко второму классу. Особенность

### В БЛАГОПРИЯТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ИНФОРМАЦИЯ О СКОРОСТИ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ПОЗВОЛЯЕТ ОТДЕЛИТЬ ГАЗОНАСЫЩЕННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ОТ ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ИЛИ ВЫПОЛНИТЬ ПРОГНОЗ ЛИТОЛОГИИ

AVO-характеристики этого класса заключается в том, что при малых удалениях отражательная способность близка к нулю и начинает проявляться только при больших офсетах. В некоторых случаях регистрация длинными и сверхдлинными расстановками (длина приемной расстановки  $L \approx (1,5-2)H$ ,  $H$  – глубина) позволяет получить кондиционные сейсмические данные на больших удалениях, фиксирующих AVO-изменения. Однако часто область прослеживания отражений в первых вступлениях ограничена и недостаточна для формирования заметной разницы в AVO-отклике продольных волн. В то же время AVO-характеристика поперечных волн обладает бóльшим градиентом при одинаковых максимальных углах отражения [1], что дает значительные амплитудные изменения (в 2–3 раза больше, чем для  $P$ -волн). Это открывает дополнительные возможности для эффективной работы алгоритмов совместной инверсии данных продольных и поперечных волн. Показательный пример разделения газо- и водонасыщенных коллекторов описан в работе [8]: по результатам совместной инверсии кубов продольных и поперечных волн (кубам упругих параметров и констант Ламэ) авторы смогли уверенно разделить газо- и водонасыщенные области, подтвержденные скважинными данными. По продольным волнам, несмотря на газовое насыщение, спрогнозировать распространение коллекторов не удавалось.

Повышение достоверности структурной интерпретации. На сейсмических разрезах  $P$ -волн, особенно морских съемок, часто фиксируются anomalно контрастные отражающие объекты в верхней части разреза (до времен 0,5–0,7 с), ниже которых волновое поле разрушено и неинформативно. В литературе такие объекты получили название «газовые трубы» («gas chimneys»), «газовые столбы» или «газовые облака», хотя достоверно установленной принадлежности этих аномалий к приповерхностным скоплениям газа не приводится. В результате анализа сейсмических данных с шельфа Охотского моря по высоким значениям амплитуд (в несколько раз превышающим средний уровень) можно предположить, что отражение формируется от высокоскоростной границы, нарушающей распространение лучей

---

**В ПЕРИМЕТРЕ РАБОТ ГРУППЫ КОМПАНИЙ  
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» МНОГОВОЛНОВЫЕ  
СЕЙСМИЧЕСКИЕ СЪЕМКИ 3D4C В 2018 Г.  
ВЫПОЛНЕННЫ НА ПРИРАЗЛОМНОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ  
УЧАСТКЕ В АКВАТОРИИ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ,  
В 2019 Г. – НА АЯШСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ  
В АКВАТОРИИ ОХОТСКОГО МОРЯ. В НАСТОЯЩЕЕ  
ВРЕМЯ СЕЙСМИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ  
НАХОДЯТСЯ В ОБРАБОТКЕ**

$P$ -волн. Косвенно это предположение подтверждает тот факт, что, начиная с достаточно большой глубины под такими объектами или при регистрации более длинными приемными расстановками (например, в ходе сейсморазведки 2D), сейсмическое изображение все-таки начинает фокусироваться. Обменные волны в таких условиях обладают более простой геометрией луча, так как скорость их распространения в высокоскоростном слое оказывается близкой к скорости продольных волн в вышележащих отложениях, и лучи преломляются не так сильно. В результате сейсмическое изображение в поле обменных волн оказывается более сфокусированным и информативным. Другая точка зрения объясняет отсутствие изображения под anomalно контрастными объектами поглощением энергии продольных волн. В этом случае обменные волны, распространяющиеся по скелету породы, также оказываются в более выигрышном положении. Наглядный пример информативности волнового поля обменных волн по сравнению с данными  $P$ -волн приведен в работе [9]. В

немой зоне «gas chimneys» разреза  $P$ -волн по данным  $PS$ -волн уверенно идентифицируются структурно-тектонические особенности разреза. Существенные различия между разрезами волн  $P$  и  $PS$  представлены в работе [10]. Сейсмическое поле обменных волн является более простым и геологически корректным, чем поле продольных волн: не подтверждаются синклиналильные оси в своде структуры, отсутствуют сквозные аномалии повышенных амплитуд.

Прогноз трещиноватости на основе эффектов двойного лучепреломления и анизотропии скоростей поперечных волн – одна из основных задач сейсморазведки поперечных волн. Осадочные толщи чаще всего описываются моделями с плоскопараллельной слоистостью, демонстрирующими зависимость изменения свойств в одном из ортогональных направлений. Для таких анизотропных сред обменные волны обладают эффектом двойного лучепреломления, когда отраженная обменная волна расщепляется на две –  $PS_v$  и  $PS_h$ , распространяющиеся в одном направлении с разными скоростями и ортогональной поляризацией. Чаще всего анизотропия свойств в среде вызвана наличием тектонического стресса, изменением литологического состава и/или наличием открытой трещиноватости, представляющей практический интерес при изучении коллекторов. Различия в скоростях быстрой  $PS_v$  и медленной  $PS_h$  волн позволяет определять направление и интенсивность трещиноватости. Наибольшими значениями коэффициента анизотропии скоростей (до 30 %) обладают глины вследствие их чешуйчатой структуры. Обычно значения коэффициента анизотропии не превышают 10–20 % [11], в большинстве случаев составляют несколько процентов. Выявлять такие расхождения достаточно сложно, поэтому критически важным является качество обработанных сейсмических данных волн  $PS_v$  и  $PS_h$  волн. Особое значение имеют и скважинные данные: при отсутствии замеров акустических или электрических микроимиджеров калибровать и разбраковать «сейсмические» аномалии трещиноватости не представляется возможным.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Несмотря на широкий круг задач и их актуальность для изучения сложных коллекторов, применение многоволновой сейсморазведки до сих пор ограничено. С одной

стороны, это обусловлено экономическими причинами, с другой – отсутствием массовых технологий и накопленного опыта обработки и интерпретации таких данных. Успешные примеры единичны, и сервисные компании не спешат раскрывать свои секреты и наработки. Тем не менее, многоволновая сейсморазведка – работа ближайшего будущего, направленная на доразведку месторождений, сложное строение которых не позволяет ограничиваться только традиционными геофизическими методами.

В периметре работ группы компаний «Газпром нефть» многоволновые сейсмические съемки 3D4C в 2018 г. выполнены на Приразломном лицензионном участке в акватории Печорского моря, в 2019 г. – на Аяшском лицензионном участке в акватории Охотского моря. В настоящее время сейсмические материалы находятся в обработке.

---

### Список литературы

1. Garotta G. Shear Waves from Acquisition to Interpretation; Society of Exploration Geophysicists, Distinguished Instructor Short Course 2000.
2. Dankbaar J.W.M. The wavefield generated by two vertical vibrators in phase and in counterphase // Geophysical Prospecting. – 1983. – V. 31. – N 6. – P. 873-887.
3. Won I.J. Torsional shear wave generator, US. Patent 4,310,066.
4. DiSiena J.P. Historical S-Wave Applications and Aspirations, SEG International Exposition and Annual Meeting, Technical Program Expanded Abstracts, 2017, 24-29 September, Houston, Texas.
5. Winterstein D.F. Invited introductory paper: Shear waves in exploration: A perspective // SEG Technical Program Expanded Abstracts 1987: P. 638-641.
6. Ravelo D. PP-PS joint seismic interpretation in the Orinoco Oil Belt, Venezuela // SEG International Exposition and Annual Meeting, Technical Program Expanded Abstracts, 2017, 24-29 September, Houston, Texas
7. Rutherford S.R., Williams R.H. Amplitude-versus-offset variations in gas sands. – Geophysics // 1989. – V. 54. – N 6. – P. 680-688.
8. Wanxue X. Joint PP and PS inversion for 3D3C seismic data in Sulige survey, SEG Annual Meeting, Technical Program Expanded Abstracts, 2010.
9. Boiardi B. Multi-components seismic methodologies for reservoir characterization: theory and application // Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Technical Program Expanded Abstracts, 2001.
10. Hengchang Dai 3D PKTM of PS-waves and migration velocity model building // SEG Annual Meeting, Technical Program Expanded Abstracts, 2011.
11. Thomson L. Weak elastic anisotropy // Geophysics. – 1986. – V. 51. – N 4. – P. 609-614.

### References

1. Garotta R., *Shear waves from data acquisition to interpretation*, Soc. Explor. Geophys. Distinguished Instructor Short Course 2000.
2. Dankbaar J.W.M., *The wavefield generated by two vertical vibrators in phase and in counterphase*, Geophysical Prospecting, 1983, V. 31, no. 6, pp. 873-887.
3. Patent US4310066A, *Torsional shear wave generator*, Inventor: Ihn J. Won.
4. DiSiena J.P., *Historical S-wave applications and aspirations*, Proceeding of SEG International Exposition and Annual Meeting, 2017, 24-29 September, Houston, Texas.
5. Winterstein D.F. *Invited introductory paper: Shear waves in exploration: A perspective*, Proceedings of SEG Annual Meeting, 11-15 October 1987, New Orleans, Louisiana, 1987, pp. 638-641.
6. Ravelo D. et al., *PP-PS joint seismic interpretation in the Orinoco Oil Belt*, Venezuela, Proceedings of SEG International Exposition and Annual Meeting, 2017, 24-29 September, Houston, Texas.
7. Rutherford S.R., Williams R.H., *Amplitude-versus-offset variations in gas sands*, Geophysics, 1989, V. 54, no. 6, pp. 680-688.
8. Wanxue X. et al., *Joint PP and PS inversion for 3D3C seismic data in Sulige survey*, Proceedings of SEG Annual Meeting, 2010, 17-22 October, Denver, Colorado.
9. Boiardi B., *Multi-components seismic methodologies for reservoir characterization: theory and application*, Proceedings of Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2001.
10. Hengchang Dai et al., *3D PKTM of PS-waves and migration velocity model building*, Proceedings of SEG Annual Meeting, 2004, 10-15 October, Denver, Colorado.
11. Thomson L., *Weak elastic anisotropy*, Geophysics, 1986, V. 51, no. 4, pp. 609-614

# ВЛИЯНИЕ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО УСПЕХА НА ПРИНЯТИЕ ИНВЕСТ-РЕШЕНИЯ

УДК 550.8.003

© М.Г. Дымочкина,  
В.А. Лежнева, 2019

**М.Г. Дымочкина**, к.т.н., **В.А. Лежнева**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронные адреса:** Dymochkina.MG@gazpromneft-ntc.ru, Lezhneva.VA@gazpromneft-ntc.ru

Одним из параметров, способным существенно повлиять на итоговую оценку экономической эффективности геологоразведочного проекта, является шанс геологического успеха (gCoS). В работе проанализированы особенности методологии оценки показателя gCoS, которые оказывают наибольшее влияние на инвест-проект. Показано, что даже незначительное на первый взгляд изменение значения прогноза по одному из факторов риска способно изменить оценку ожидаемой стоимости проекта практически на 100%. Проведенный анализ позволил сделать ряд важных выводов о необходимости совершенствования существующей методологии, в частности, уточнения матриц рисков для всех факторов на основании пополняющейся статистики; разработки инструментов анализа подтверждаемости прогноза gCoS по регионам; выделения региональных критериев геологического успеха и др. Актуальной задачей является разработка IT-решения для экспресс-анализа экономической эффективности проекта и оценки его чувствительности к геологическим неопределенностям.

Кроме подготовки технических решений, важным вопросом в оценке gCoS является уровень компетенций и опыт геологов, занимающихся анализом геологических неопределенностей и рисков, наличие кросс-функциональной экспертизы, которая уже сейчас широко применяется в компании «Газпром нефть».

**Ключевые слова:** вероятность, геологический успех, gCoS, факторы риска, EMV, дерево решений, инвест-проект

THE IMPACT OF ASSESSING THE PROBABILITY OF GEOLOGICAL SUCCESS  
ON INVESTMENT DECISIONS

**M.G. Dymochkina, V.A. Lezhneva**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Geological chance of success (gCoS) is one of the most important parameters affecting the efficiency of the exploration project. The article features the methodology for evaluating gCoS indicator have been analyzed. On a case study authors show that even insignificant change one of the risk factors can change the Expected Monetary Value (EMV) of the project by almost 100%.

To improve the accuracy of estimates of exploration investment projects, the gCoS assessment methodology needs further development, in particular, clarification of risk matrices for all factors on basis of growing statistics; development of tools for analyzing the confirmability of the gCoS forecast by region; distribution of regional criteria for geological success, etc. An actual task is to develop an IT-solution for rapid analysis of the economic efficiency of the project and assessment of its sensitivity to geological uncertainties.

Apart from the technological effect, such an IT solution will be able to increase the level of competence of geologists engaged in the analysis of geological uncertainties and risks that is very important for a balanced assessment of projects.

**Keywords:** probability, geological success, gCoS, risk factors, EMV, decision tree, investment project

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-14-19

Геологи ведут себя так, будто знают значительно больше, чем знают на самом деле; в действительности же интервал неопределенности еще больше!

П. Поуз, PhD, основатель Rose&Associates, LLP

## ВВЕДЕНИЕ

Методы оценки вероятности геологического успеха широко распространились по всему миру с начала XX века, когда при определении точки заложения нефтяной скважины выполнялся прогноз открытия залежи в заданной точке. На начальном этапе данный прогноз, проводившийся опытными геолого-разведчиками или экспертными группами, имел исключительно описательный характер и не выра-

жался в численной форме. Вероятность успеха бурения оценивалась как «высокая» или «низкая», часто облакаясь и в более замысловатые формы. Например, известно заключение экспертной группы о планируемой точке бурения скважины, которое звучало как – «это будет хороший выстрел» [1].

В 1960–1970 гг. у крупных компаний появилась необходимость оценки ожидаемых запасов и ожидаемой прибыли при выделении существенных инвестиций в освоение боль-

ших нефтегазоносных провинций. Одновременно с усовершенствованием методов оценки экономической эффективности геолого-разведочных проектов возникла потребность количественной оценки вероятности геологического успеха как одного из главных условий экономического успеха. Для оценки геологический успех как комплексное понятие был разбит на составляющие: условия, выполнение которых ведет к общему событию – формированию залежи нефти или газа [2]. Были выделены следующие ключевые факторы, которые необходимы для образования залежи углеводородов:

- наличие нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), продуцирующих нефть или газ в зависимости от их состава и условий залегания;
- пути миграции от НГМТ до резервуара, т.е. места возможного скопления углеводородов;
- сохранение уже заполненного резервуара до момента бурения скважины.

В целях унификации оценок и сравнения проектов по уровню их успешности компании стали стремиться уходить от полностью экспертных суждений об успехе или неуспехе новой скважины к более объективным общим системам. Оценка вероятности реализации того или иного фактора геологического успеха стала выполняться по шкале субъективной вероятности от 0 до 1 (или от 0 до 100 %) с учетом наличия и качества имеющейся информации [3].

В настоящее время практика оценки вероятности, или шанса, геологического успеха (gCoS) распространена повсеместно в нефтегазовом бизнесе. Крупные компании используют собственные методики оценки вероятности наличия факторов образования залежей углеводородов, отличающиеся в деталях, соответствующих опыту внутренних экспертов и статистике, имеющейся в их распоряжении. Одним из важных различий в существующих методиках является число выделяемых факторов геологического успеха и оценка их независимости друг от друга. Этот аспект крайне важен для определения итогового показателя gCoS, который рассчитывается путем перемножения вероятностей всех независимых факторов. Следовательно, чем больше независимых факторов в методике, тем меньше значение итоговой вероятности успеха, получаемое в результате их перемножения (при одинаковой оценке величины отдельных факторов). Детальный анализ существующих методов оценки геологического успеха проведен в работе [4], где отмечено, что число независимых факторов риска в различных методиках варьируется от 4 до 19, т.е. разница крайне существенная.

Еще одно различие заключается в оценке значений отдельных факторов. Из четырех

опубликованных к настоящему времени систем оценки факторов геологического успеха [4–7] наиболее широко распространено методическое руководство ССОР (Coordinated Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southern Asia) [7], предложенное научному сообществу в 2000 г. В основу этой системы положены результаты работы, которая проводилась с 1993 по 1998 г. группой специалистов, состоящей из представителей разных стран, включая Норвегию (агентство NORAD). Их совместное исследование объединило результаты анализа масштабных статистических данных бурения нефтегазовых скважин по всему миру. Многие крупные компании, в том числе «Газпром нефть», приняв за основу систему ССОР, продолжают ее совершенствовать, соотнося с собственными статистическими данными и уточняя по мере необходимости и возможности.

---

### В ОСНОВУ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО УСПЕХА, КОТОРАЯ ПРИМЕНЯЕТСЯ СЕЙЧАС В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», ПОЛОЖЕНА ПЯТИФАКТОРНАЯ МОДЕЛЬ, ПРЕДЛОЖЕННАЯ П. РОУЗОМ [3], И МАТРИЦЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ДАННЫХ РИСКОВ, РАЗРАБОТАННЫЕ ССОР [7]

Несмотря на то, что вероятность геологического успеха является показателем общепринятым, отсутствуют четкие и общие правила ее оценки, равно как не существует геологической «таблицы умножения», которая устроила бы всех специалистов в нефтегазовой сфере. Это вполне объяснимо, ведь речь идет о геологическом прогнозе, который выполняется часто при отсутствии детальной фактической информации, что вынуждает геологов делать априорные заключения на основании гипотез и имеющихся у них знаний и опыта.

### МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

В основу системы оценки вероятности геологического успеха, которая применяется сейчас в компании «Газпром нефть», положена пятифакторная модель, предложенная П. Роузом [3], и матрицы количественной оценки данных рисков, разработанные ССОР [7]. Пятифакторная модель П. Роуза, незначительно трансформированная в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти», предусматривает оценку вероятности наличия нефтематеринской породы  $P_{НМТ}$ , путей миграции и генерации нефти  $P_M$ , коллектора  $P_K$ , ловушки  $P_L$ , а также покрывки и сохранности залежи  $P_C$ .

Итоговый показатель gCoS прогнозной залежи оценивается как произведение пяти не зависящих друг от друга факторов. При этом у некоторых факторов существуют отдельные независимые субфакторы, которые перемножаются для получения общего значения, описывающего генеральный фактор. Это в первую очередь касается показателя  $P_c$ , обеспечиваемого несколькими независимыми критериями – механической сохранностью залежи  $P_{c1}$ , которая описывает вероятность события, способного нарушить ее герметичность; биохимической сохранностью  $P_{c2}$ , характеризующей сохранность определенных качеств нефти; наличием покрывки, способной удерживать углеводороды  $P_{c3}$ . Среди этого комплекса факторов сохранности залежи один не зависит от другого. Например, залежь может обладать мощной покрывкой, но быть разрушенной вследствие активных тектонических движений уже после своего формирования. Так же как в механически сохранной залежи, нефть может быть подвержена воздействию бактерий и изменить свои первоначальные характеристики до состояния, непригодного для добычи и дальнейшего использования. Поэтому при оценке фактора  $P_c$  субфакторы перемножаются для оценки их общей вероятности.

**ОПИСАННАЯ МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НА ПЕРВЫЙ ВЗГЛЯД МОЖЕТ ПОКАЗАТЬСЯ ДОСТАТОЧНО УПРОЩЕННОЙ, ОДНАКО ЭТО СЕРЬЕЗНЫЙ ИНСТРУМЕНТ АНАЛИЗА, ПРИМЕНЕНИЕ КОТОРОГО ТРЕБУЕТ ОТ ГЕОЛОГА ОПЫТА, ВЫСОКОГО УРОВНЯ КОМПЕТЕНЦИЙ, СПОСОБНОСТИ СИСТЕМАТИЗИРОВАТЬ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ИНФОРМАЦИИ И ПОНИМАНИЯ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПРИНИМАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТ**

Этот же принцип используется при определении фактора  $P_n$ , где наличие геологических предпосылок (структурных, литологических, стратиграфических и др.) для удержания флюида  $P_{n1}$  не зависит от качества методов выделения данной ловушки  $P_{n2}$ . Таким образом, с учетом независимых субфакторов формула оценки шанса геологического успеха может выглядеть следующим образом:

$$gCoS = P_{np} \cdot P_m \cdot P_k \cdot P_{n1} \cdot P_{n2} \cdot P_{c1} \cdot P_{c2} \cdot P_{c3}$$

В отличие от оригинальной системы П. Роуза в методике «Газпром нефти» отсутствуют зависимые субфакторы, из которых автор рекомендовал выбирать для итоговой оценки наименьший по значению, таким образом оценивая наиболее пессимистичный вариант из возможных.

Следует отметить, что часть из представленных выше факторов описывает признаки, характер-

ные для всего изучаемого региона в целом, а другая часть может характеризовать только локальный геологический объект. Например, фактор наличия нефтематеринских пород является региональным признаком, а фактор наличия ловушки – признак почти всегда локальный (за исключением условия наличия общего экрана у двух расположенных в непосредственной близости ловушек). При существовании такого условного разделения стоит однако отметить, что геологические системы, с которыми в последние годы сталкиваются геологоразведчики, становятся все сложнее, и реальные системы рисков не всегда встраиваются в упрощенные модели. Практически любой геологический фактор риска из описанных выше, исключая нефтематеринские породы, может являться как региональным, так и локальным. Например, оценивая вероятность наличия путей миграции, часто приходится принимать во внимание не только региональные предпосылки – наличие выдержанных коллекторов, региональных разломов, расстояние от очага генерации до ловушки, но также вероятность существования локальных барьеров на пути к конкретной ловушке в непосредственной близости от нее.

Еще один методический вопрос в оценке gCoS, который необходимо отметить – анализ и учет зависимостей рисков при оценке комплекса геологических объектов в рамках одного проекта. Определяя вероятность наступления сразу нескольких событий, например, открытия двух залежей на лицензионном участке, важно понимать, насколько эти события влияют друг на друга и какова вероятность их совместного возникновения (открытия).

Описанная выше система оценки геологических рисков полностью охватывает процесс формирования единичной залежи углеводородов, однако она не включает некоторые внешние условия и риски более крупного порядка, способные кардинально повлиять на проект. Примером такого риска может быть вероятность реализации именно той геологической концепции, которую геологи предлагают для оценки малоизученной территории. Часто, не обладая фактической информацией при оценке поисковых участков, специалисты принимают за основу некие постулаты о тектоническом строении данного региона, обстановках осадконакопления, времени генерации и миграции углеводородов и выполняют оценку в соответствии с данной концепцией. Однако, если принятая ими «геологическая идея» окажется неверна, то риски могут быть значительно выше. Данного нежелательного эффекта можно избежать, рассматривая крупные и стратегически важные проекты в больших экспертных группах, органи-

зую кросс-экспертизы со смежными подразделениями внутри компании. Описанная методика оценки геологических рисков на первый взгляд может показаться достаточно упрощенной, однако это серьезный инструмент анализа, применение которого требует от геолога опыта, высокого уровня компетенций, способности систематизировать большое количество информации и понимания ответственности за принимаемые решения и результат. Полученный в итоге его работы показатель gCoS способен коренным образом повлиять на реализацию геолого-разведочного проекта.

### АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОЦЕНКИ ШАНСА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО УСПЕХА НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА

По причине конфиденциальности внутренних оценок инвест-проектов в настоящей статье использован синтетический пример, приближенный к реальным условиям. Рассмотрим лицензионный участок (ЛУ) «Новый» площадью 3000 км<sup>2</sup>, расположенный в отдаленном слабоизученном регионе, с полным отсутствием инфраструктуры. Освоение таких территорий всегда связано с высокими затратами и большими рисками, и не только геологическими. Однако, поскольку прибыль в случае открытия крупного месторождения углеводородов может быть достаточно высокой, компании стремятся оценивать подобные участки, несмотря на заведомо высокий процент неудачи. Как уже отмечалось, изученность ЛУ «Новый» крайне низкая. В распоряжении группы оценки имеются данные геологической съемки, подтверждающие наличие признаков углеводородов в обнажениях рассматриваемых отложений, гравимагнитометрической съемки и региональных сейсморазведочных профилей 2D (плотность сейсмической съемки на ЛУ составляет 0,5 км/км<sup>2</sup>). Скважины на территории отсутствуют, ближайшие расположены на удалении 50 км и более. Таким образом, структурная интерпретация данных сейсморазведки выполнена практически без привязки к скважинным данным, а корреляция отражающих горизонтов и выделение перспективных поднятий имеет достаточно высокую погрешность. По результатам интерпретации данных сейсморазведки выделены два крупных поднятия амплитудой более 200 м каждое,

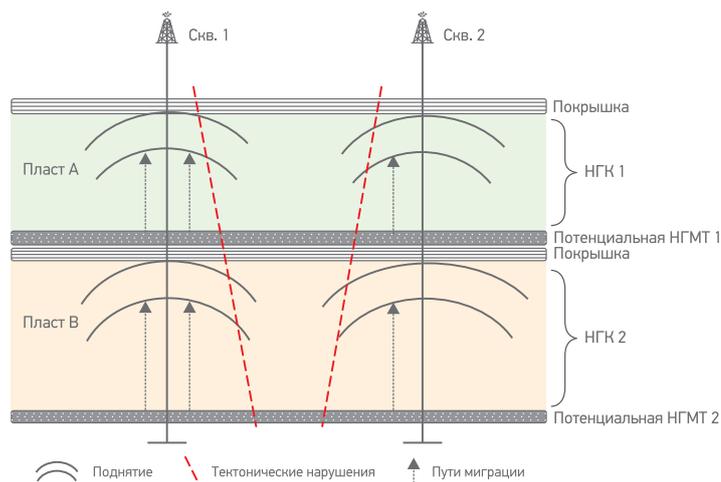


Рис. 1. Схема расположения перспективных объектов проекта «Новый» (НГК – нефтегазоносный комплекс)

ловушки предположительно тектонически экранированные (рис. 1). Стратиграфический разрез принят по аналогии с похожей по строению территорией, где в интересующем интервале глубин выделены два перспективных карбонатных комплекса отложений. Обстановки осадконакопления определены как мелководно-морские. С учетом имеющихся данных для оценки ресурсной базы приняты показатели факторов риска, приведенные в таблице. Использованная методика количественной оценки факторов геологического риска ССОР отличается тем, что для одних и тех же условий рекомендуется не фиксированное значение вероятности, а диапазон значений. Например, диапазон значений для фактора  $P_k$  составляет 0,3–0,5, при этом отсутствуют четкие рекомендации по использованию данных значений. Несмотря на то, что разница между крайними значениями диапазона кажется незначительной, при использовании в реальном примере для расчета меньшего значения из рекомендованных вероятность успеха скважины снижается с 11 до 7 %, а ЛУ в целом с 21 до

| Фактор        | Описание   | Принятое значение |
|---------------|--|-------------------|
| $P_{ин}$      | Прогнозируются гипотетические НГМТ в термобарических условиях, соответствующих зрелому органическому веществу            | 0,8               |
| $P_m$         | Благоприятный момент времени формирования ловушки и миграционных процессов; латеральная миграция менее 50 км с барьерами | 0,8               |
| $P_k$         | Ограниченные данные, согласно которым на территории проекта ожидается развитие морских обстановок осадконакопления       | 0,5               |
| $P_{n1}$      | Тектонически экранированные залежи, экранирующая способность разломов не доказана  | 0,5               |
| $P_{n2}$      | Амплитуда ловушек превышает точность сейсмических методов  | 1                 |
| $P_{c1}$      | Косвенные данные о наличии активных тектонических движений в процессе формирования ловушки                               | 0,5               |
| $P_{c2}$      | Вероятность биodeградации нефти отсутствует  | 1                 |
| $P_{c3}$      | Предполагается наличие эрозии во время формирования покрышки   | 0,7               |
| gCoS залежи   | Вероятность геологического успеха локального перспективного объекта  | 0,06              |
| gCoS скважины | Вероятность геологического успеха одного из двух объектов, которые вскрывает поисковая скважина                          | 0,11              |
| gCoS ЛУ       | Вероятность геологического успеха одного из четырех перспективных объектов, расположенных на ЛУ                          | 0,22              |

13 %, что составляет 45 % относительно первоначальной оценки.

Также можно подойти и к определению фактора  $P_M$ , для которого в условиях проекта рекомендован диапазон 0,5–0,8 [7]. В случае снижения значения фактора  $P_M$  с 0,8 до 0,5 по всем пластам вероятность успеха скважины снижается до 4 %, проекта – до 8 %.

Таким образом, корректировка оценки двух факторов риска в пределах всего одной ячейки в таблице рисков снижает успешность проекта на 60 %.

Наиболее наглядно влияние показателя gCoS на инвест-проект можно продемонстрировать при помощи экономических расчетов. Экономика любого нефтегазового проекта весьма чувствительна как к объему запасов углеводородов, так и к вероятности обнаружить этот объем в результате проведения геолого-разведочных работ (ГРП). Современные методики оценки эффективности проектов при работе с неопределенностями в большинстве случаев обращаются к универсальным инструментам – дереву решений и расчету ожидаемой стоимости проекта (EMV), позволяющим учесть сумму результатов всех возможных исходов (в данном случае чистый

дисконтированный доход NPV) при реализации или отказе от реализации рассматриваемого проекта, взвешенных по их вероятности. Эти инструменты служат проводником между геологией и экономикой, позволяя оцифровать риски и возможности проекта.

Рассмотрим влияние шанса геологического успеха на экономическую эффективность проекта «Новый», оценив EMV для первоначального варианта оценки gCoS (вариант 1) и после введения корректировок по  $P_R$  и  $P_M$  (вариант 2). Для простоты восприятия сместим фокус с детальной оценки экономики в сторону анализа влияния gCoS, введя следующие допущения.

- Оценка NPV выполняется сравнительным методом (через удельную ценность проекта, выраженную в долл. США/баррель). Мультипликатор удельной ценности, приведенный к текущему периоду, условно принят на уровне 0,5 долл. США/баррель.

- Дисконтированный к текущему периоду рисковый капитал составляет 3,5 млрд руб., включает проведение сейсморазведки 3D и бурение двух поисково-оценочных скважин.

- Коэффициент извлечения нефти (КИН) принят равным 0,3.

- Все стоимостные предпосылки приведены в качестве примера без привязки к специфике месторождения и конкретному региону.

Дерево решений проекта приведено на рис. 2, отличие по вариантам заключается только в разнице gCoS. Из рис. 2 видно, что при прочих равных условиях изменение двух факторов gCoS в пределах допустимых диапазонов снижает оценку итогового шанса успеха на 60 %, а EMV проекта – на 93 %.

Ранее в статье было отмечено, что в сложных системах оценки рисков существуют надпорядковые условия, не учитываемые напрямую в пятифакторной модели оценки gCoS. К такому условию можно отнести вероятность реализации принятой геологической концепции.

Учитывая низкие изученность и достоверность интерпретации сейсмического материала участка, предположим существование альтернативной геологической концепции, в которой крупные поднятия трансформируются в комплекс мелких изолированных объектов. Экономическая эффективность разработки комплекса мелких залежей в отдаленных регионах гораздо ниже по сравнению с освоением одного или двух крупных объектов. Снижение эффективности происходит за счет значительного роста затрат на проведение ГРП и появления дополнительных локальных рисков по каждому объекту. Экономическая рентабельность такого исхода заведомо крайне низкая, поэтому в дереве решений выведем данную ветку в качестве выхода из проекта (рис. 3). Вес концепций прием равным 50/50.

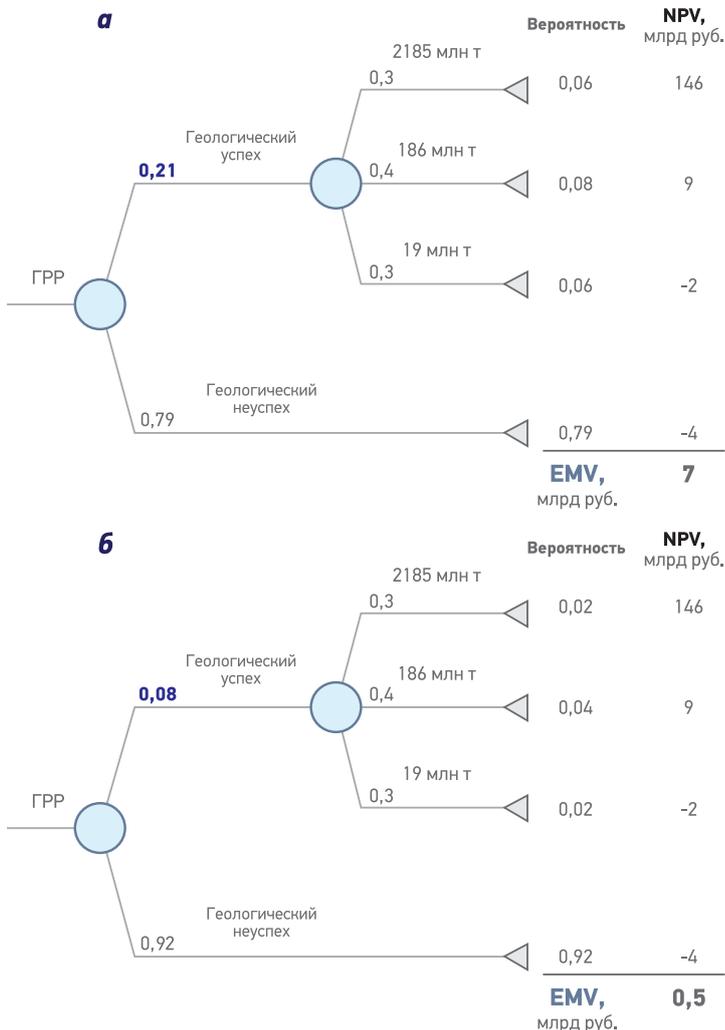


Рис. 2. Дерево решений проекта, варианты 1 (а) и 2 (б)

Из рис. 3 видно, что дополнительный учет вероятности наличия альтернативной геологической концепции также существенно отражается на EMV проекта, поэтому так важно в крупных геолого-разведочных проектах рассматривать альтернативные геологические сценарии, не останавливаясь только на одном из возможных.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методика оценки вероятности геологического успеха за время своего существования не раз вызывала широкий общественный резонанс и обсуждение правил и ограничений ее применения.

В настоящее время она успешно применяется в качестве одного из инструментов принятия решения и ранжирования проектов в портфеле компании «Газпром нефть». Используя эту методику при оценке инвестиционных проектов, специалисты стремятся к тому, чтобы сделать свои прогнозы точнее, а решения – максимально обоснованными.

В 2017 г. в Научно-Техническом центре «Газпром нефти» создан Центр компетенций вероятностных оценок и gCoS Геопортал, цель которого состоит в развитии методологии и инструментов оценки геологических рисков, систематизации и анализе результатов прогноза, повышении компетенций геологов компании в части анализа геологических неопределенностей.

Разработан специализированный IT-модуль ЭРА:Геомейт:ВЕГА, позволяющий максимально корректно и вместе с тем оперативно выполнять вероятностную оценку ресурсной базы и gCoS с учетом полной и частичной зависимости на сложно структурированных проектах, а также формировать базу знаний для развития интерактивных помощников определения геологических рисков.

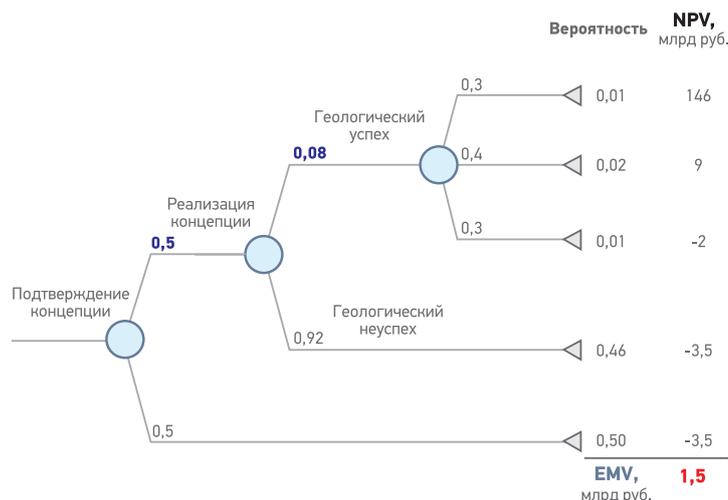


Рис. 3. Дерево решений проекта с учетом риска реализации альтернативной концепции

Оценка gCoS поисковых скважин на собственных активах позволяет компании корректировать статистику и уточнять таблицы рисков, что также делает прогнозы более уверенными. Кросс-функциональная экспертиза оценок нивелирует столь сильное влияние субъективизма в определении факторов риска, хотя полностью уйти от него в оценке вероятностей невозможно.

В подтверждение этого тезиса можно привести слова П. Роуза, которому во многом принадлежит заслуга распространения методики оценки геологических рисков по всему миру: «В анализе геологических рисков нет готовых ответов, коротких путей или «книг с рецептами». Все оценки, связанные с прогнозом, зависят от хорошо обоснованных субъективных вероятностей. Просто согласитесь с необходимостью принятия субъективных решений на основании неполных данных и качественных признаков».

## Список литературы

1. Grayson C.J. Decisions under uncertainty drilling decisions by oil and gas operators. – Harvard: Harvard University, Division of Research, Graduate School of Business Administration, 1960. – 402 p.
2. Gotautas V.A. Quantitative analysis of prospect to determine whether it is drillable // AAPG Bull. – 1963. – V. 47. – № 10. – P. 1794–1812.
3. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М. – Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.
4. Milkov A.V. Risk tables for less biased and more consistent estimation of probability of geological success (PoS) for segments with conventional oil and gas prospective resources // Earth Science Reviews. – 2015. – V. 150. – P. 453–476.
5. Goldstein B.A. Explicating a gut feel – benchmarking the chance for exploration success // APPEA J. – 1994. – V. 29. – P. 378–417
6. Duff B.A., Hall D. A model-based approach to evaluation of exploration opportunities // NPF Special Publication. – 1996. – V. 6. – P. 183–198.
7. Annual report of CCOP (Coordinated Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southern Asia), 2000. <http://www.ccop.or.th/ppm/document/home/RiskAssess.pdf>

## References

1. Grayson C.J., *Decisions under uncertainty drilling decisions by oil and gas operators*, Harvard University, Division of Research, Graduate School of Business Administration, 1960, 402 p.
2. Gotautas V.A., *Quantitative analysis of prospect to determine whether it is drillable*, AAPG Bull., 1963, V. 47, no. 10, pp. 1794–1812.
3. Rose P.R., *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*, AAPG, 2012, p. 304.
4. Milkov A.V., *Risk tables for less biased and more consistent estimation of probability of geological success (PoS) for segments with conventional oil and gas prospective resources*, Earth Science Reviews, 2015, V. 150, pp. 453–476.
5. Goldstein B.A., *Explicating a gut feel – benchmarking the chance for exploration success*, APPEA J., 1994, V. 29, pp. 378–417.
6. Duff B.A., Hall D., *A model-based approach to evaluation of exploration opportunities*, Quantification and prediction of petroleum resources, NPF Special Publication, 1996, V. 6, pp. 183–198. |
7. *Annual report of CCOP (Coordinated Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southern Asia)*, 2000, URL: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/home/RiskAssess.pdf>



УДК 550.8.072

© Коллектив  
авторов, 2019

# СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОЕ И ПЕТРОФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВ СИГОВСКОЙ СВИТЫ КАК ИНСТРУМЕНТ СНЯТИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ПОСТРОЕНИИ 3D ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕЗЕРВАРА

**К.В. Зверев, С.А. Редина, С.В. Ибрагимова, Е.А. Жуковская, Т.В. Ольнева, д.г.-м.н., Ш.В. Мухидинов, В.А. Орлов**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** Redina.SA@gazpromneft-ntc.ru

Достоверные сейсмофациальная и петрофациальная модели являются инструментом для снятия неопределенностей при построении 3D геологической модели резервуара. В последние годы в «Газпром нефти» подтверждена высокая эффективность петрофациального моделирования. Благодаря разработанной технологии информативность комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) существенно возросла. Широкий спектр геолого-петрофизической информации позволяет создавать более детальную геологическую модель месторождения и обоснованно выработать оптимальные решения по разработке продуктивных залежей углеводородов. В свою очередь успешность петрофациального моделирования и обеспечения методики интерпретации ГИС зависит от наличия связи фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта с условиями осадконакопления. Для снижения неопределенностей при оценке резервуаров необходимо проводить детализацию имеющихся представлений о геологическом и фациальном строении месторождений. Уточнение литолого-фациальной модели залежи на основе новых данных способствует локализации положения песчаных тел с улучшенными ФЕС.

**Ключевые слова:** врезанная долина, колебания уровня моря, сиговская свита, приливно-отливный режим, эстуарий, сейсмофации, петротипы

SEISMIOFACIES AND PETROFACIAL MODELING OF THE SIGOVSKAYA FORMATION AS A TOOL FOR REMOVING UNCERTAINTIES IN THE CONSTRUCTION OF A 3D GEOLOGICAL MODEL OF THE RESERVOIR

**K.V. Zverev, S.A. Redina, S.V. Ibragimova, E.A. Zhukovskaya, T.V. Olneva, Sh.V. Mukhidinov, V.A. Orlov**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Reliable seismic facies and petrofacial models are a tool for removing uncertainties in the construction of a 3D geological model of a reservoir. In recent years, Gazprom Neft PJSC has confirmed the high efficiency of petrofacial modeling. Owing to the developed technology, the informativity of the complex of geophysical research of wells has increased significantly. A wide range of geological and petrophysical information allows to create a more detailed geological model of the field and reasonably develop optimal solutions for the development of productive hydrocarbon deposits. The success of petrofacial modeling and providing a well log interpretation methodology depends on the presence of a relationship between reservoir properties of the unit and depositional environments. To reduce uncertainties in the assessment of reservoirs, it is necessary to refine the existing ideas about the geological and facies architecture of oil-field. The refinement of the lithofacies reservoir model based on new data helps to localize the position of sand bodies with improved filtration and reservoir properties of the rocks.

**Keywords:** incised valley, sea-level changes, sigovskaya formation, tidal regime, estuary, seismic facies, petrotypes

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-20-25

## ВВЕДЕНИЕ

Регион исследований расположен в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области. Основной перспективный горизонт представлен прибрежно-морскими отложениями верхнеюрского комплекса, слагающими нижнесиговскую (пласт СГ5-7) и верхнесиговской (пласт СГ1-3) подсвиты, основны-

ми источниками сноса для которых служили породы Сибирской платформы, расположенные восточнее и юго-восточнее района исследования. Региональным флюидоупором в данном районе служат морские глинистые отложения яновстановской свиты. Сиговская свита имеет сложное полифациальное строение, обусловленное неоднократными колебаниями относительного

уровня моря на протяжении всего периода формирования ее отложений. Накопление продуктивных существенно песчаных отложений пластов СГ1-3 и СГ5-7 происходило в периоды региональных регрессий, связанных с понижением и последующим медленным подъемом относительного уровня моря. В периоды трансгрессий формировались пачки морских глин, ограничивающие пласты.

Вследствие ограниченности имеющихся скважинных данных по пласту СГ5-7 основное внимание в данной работе уделено результатам изучения пласта СГ1-3 верхнесиговской свиты.

### СЕДИМЕНТОЛОГИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СИГОВСКОЙ СВИТЫ

Пласт СГ6 в нижней части сиговской свиты имеет наибольшую толщину, представлен мощными (до 46 м) массивными и косослоистыми песчаниками, залегающими с размывом на подстилающих морских аргиллитах нижнесиговской подсвиты. Песчаники пласта имеют многочисленные внутренние поверхности размыва, драпируемые обломками аргиллита и углефицированной древесины. Особенности состава и строения песчаников, а также боковая форма кривой самопроизвольной пляризации (ПС) указывают на их русловый, возможно, речной генезис. Подошва песчаников пласта, фиксируемая по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в некоторых скважинах, может объясняться речным размывом подстилающих морских аргиллитов, происходившим в условиях падения относительного уровня моря, с образованием врезанной долины, которая впоследствии заполнялась песчаными отложениями с началом новой фазы подъема уровня моря.

Преимущественно алеврито-глинистые отложения пласта СГ5, согласно залегающие на песчаниках пласта СГ6, формировались в слабодинамичных условиях низменной прибрежной равнины. Пласт имеет слоистое строение, представлен чередованием относительно маломощных (0,5–1,5 м) прослоев песчаных и алеврито-глинистых пород. На прибрежно-континентальный генезис отложений пласта указывает наличие в глинистых разностях пород прослоев угля, трещин синерезиса и остатков корневой системы наземных растений. Отложения пласта характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и невыдержанностью коллектора по латерали.

Отложения пласта СГ1-3, залегающие в верхней части сиговской свиты, имеют наиболее сложное полифациальное строение. Сильная фациальная изменчивость отложений пласта фиксируется как по разрезу, так и по площади. Нижний базальный песчаный слой пласта не охарактеризован керном, что не позволяет с уверенностью интерпретировать его генезис. Тем не менее подошва песчаников, отмечаемая по результатам ГИС, предполагает его залегание с размывом на подстилающих морских аргиллитах.

В средней и верхней частях пласта на западе района исследований по данным анализа керн скважинами были вскрыты ритмично-слоистые мелкозернистые песчаники и алевролиты, формировавшиеся в условиях приливо-отливного режима. Образец на рис. 1, а представляет собой ритмично-слоистый мелко-среднезернистый мелкокослоистый песчаник с глинистыми флазерами и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов, отобранный из скв. 4. В средней части образца в песчанике видны сдвоен-

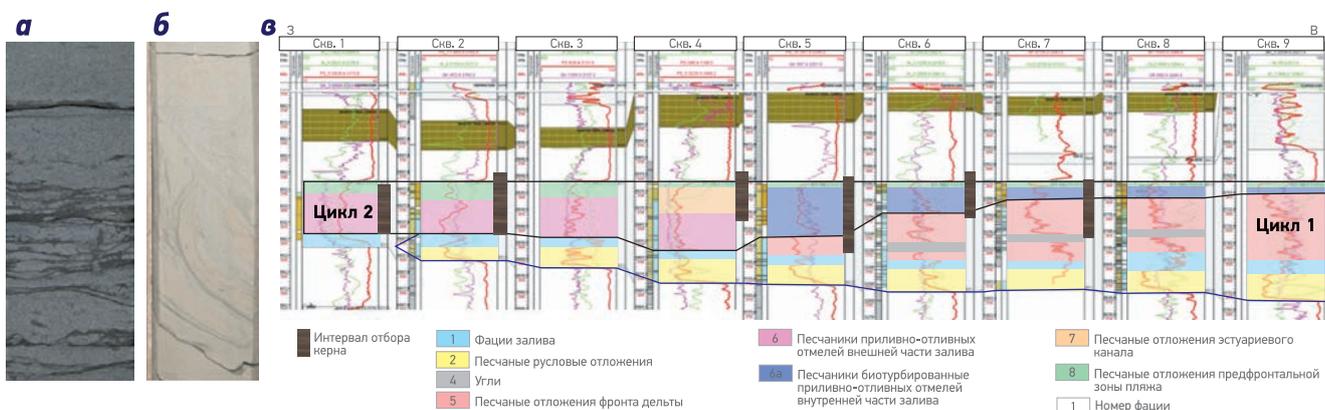


Рис. 1. Фотография керна, отобранного из пласта СГ1-3 в западной (а) и восточной (б) частях района исследований и корреляция фаций, выделенных по данным анализа керн (в)

ные глинистые слои, указывающие на приливно-отливный режим седиментации. В песчаниках и аргиллитах в умеренном количестве присутствуют следы биотурбационной переработки первичного осадка, представленные эвригалийными формами бентосных организмов, выдерживавших колебания солености воды (*Asterosoma*, *Chondrites*, *Cylindrichnus*, *Teichichnus*, *Palaeophycus*, *Planolites*).

В восточной части района исследований на этом же стратиграфическом уровне пласта керном представлены алеврито-песчаные отложения речной дельты (рис. 1, б), проградировавшей в крупный эстуариевый залив с востока в западном направлении. Образец керна представлен деформированным оползанием крупнозернистым песчаником головной части залива, отобранным из скв. 9. Наличие выделяемых по данным ГИС углистых прослоев среди алеврито-глинистых пород, подстилающих дельтовый комплекс отложений, косвенно указывает на проградацию речной дельты в прибрежный залив, в береговой зоне которого развивались прибрежные болота. Маломощные (до 2–3 м) слои чистых глинистых пород, характеризующиеся высокими показаниями гамма-каротаж (ГК), залегающие под дельтовыми песчаниками, интерпретируются как глинистые продельтовые отложения. Корреляция отложений, выделенных по керну из пласта СГ1-3, показана на рис. 1, в.

В нижней части пласта СГ1-3 залегают песчаники, которые во многих скважинах подстилают морские аргиллиты. В западной части района исследований в составе отложений пласта СГ1-3 преобладают песчаники приливно-отливного генезиса, которые перекрываются только аргиллитами центрального бассейна. Накопление приливно-

отливных фаций происходило во внешней (устьевой) части мезоприливного эстуариевого залива. В восточной части района исследований (скв. 5–9) алеврито-песчаные отложения дельты залива перекрываются приливно-отливными фациями, что свидетельствует о постепенном усилении роли приливно-отливных процессов при накоплении осадков, происходившем по мере заполнения эстуария (см. рис. 1, в).

Наличие на одном стратиграфическом уровне двух совершенно разных по генезису типов отложений может объясняться их формированием в пределах мезоприливного волнового эстуария с влиянием приливов. В мезоприливных эстуариях существуют две зоны седиментации, различающиеся условиями осадконакопления и разделенные центральным водным бассейном: внешняя (устьевая) зона эстуария, накопление осадков в которой обусловлено в основном морскими (приливно-отливными и волновыми) процессами, отвечающая западной части района исследований, и внутренняя зона эстуария, осадки в которой накапливались в условиях доминирования речных процессов, отвечающая восточной части района исследований (рис. 2).

Резкая подошва пласта СГ1-3, фиксируемая по результатам ГИС, позволяет предположить, что формирование пласта СГ1-3 могло быть связано с затоплением в ходе трансгрессии речной врезанной долины, образованной в период падения относительного уровня моря. На начальном этапе морской трансгрессии на месте врезанной долины сформировался мезоприливный эстуарий. По мере подъема относительного уровня моря постепенное увеличение площади и глубины эстуария привело к усилению влияния приливно-отливных процессов

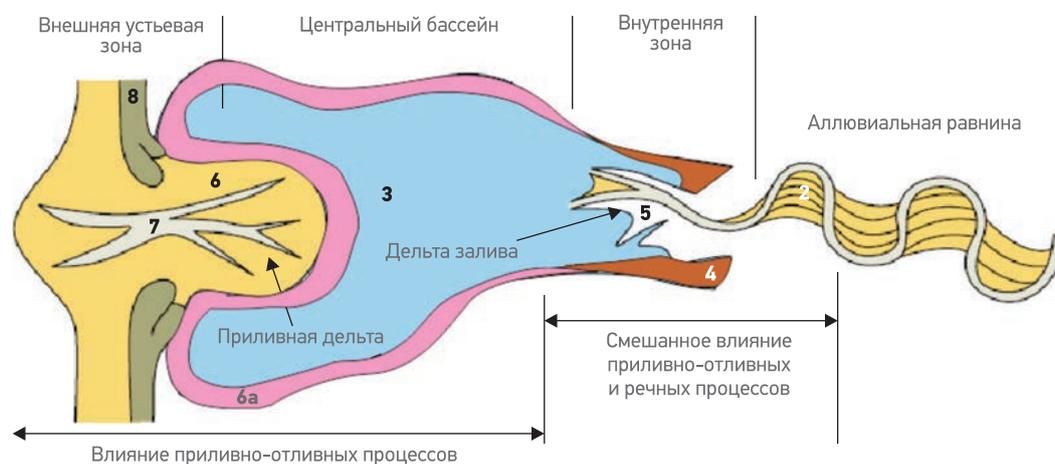


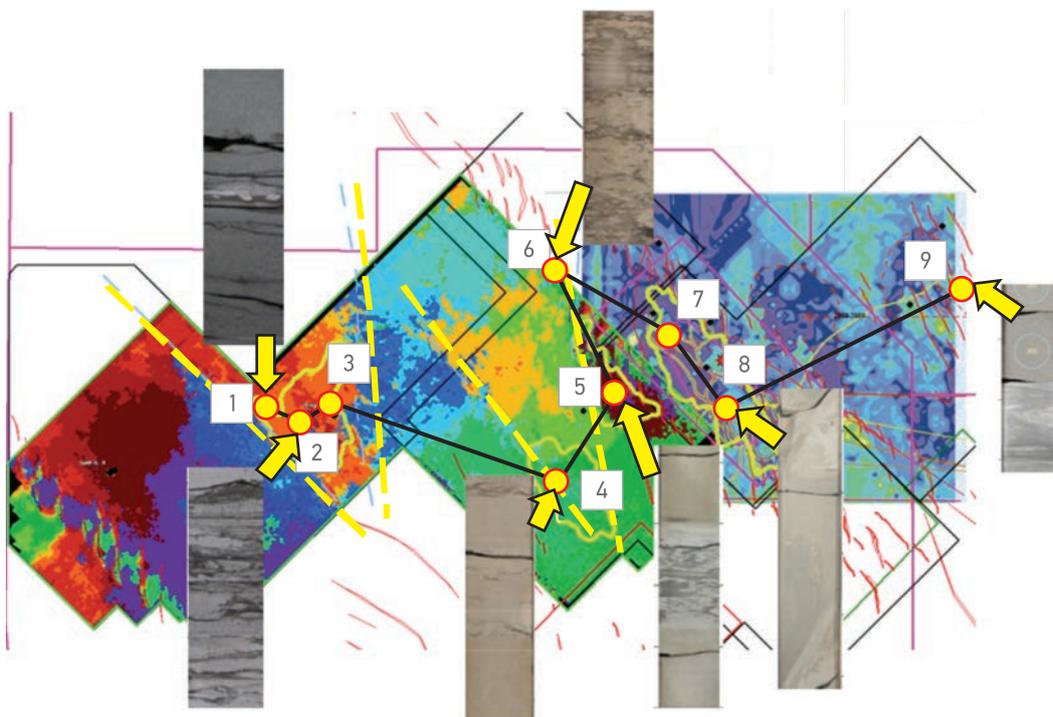
Рис. 2. Схема фациальной зональности мезоприливного волнового эстуария [3] (арабскими цифрами обозначены номера фаций, соответствующих фациям на рис. 1, в)

на седиментацию осадков. В результате осадконакопление на заключительной стадии заполнения эстуария могло происходить в основном за счет накопления фаций приливно-отливных отмелей и каналов, которые в конечном счете перекрыли отложения речной дельты залива, формировавшиеся первоначально в восточной части района исследований. Дальнейшее повышение уровня моря привело к частичному волновому размыву ранее накопленных приливно-отливных отложений с образованием в кровле комплекса эстуариевых отложений тонкого покрова биотурбированных мелководно-морских песчаников трансгрессивного слоя (см. **рис. 2**, фация 8).

### СЕЙСМОФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ

С целью прогноза площадного распространения обстановок осадконакопления в целевом интервале исследований был выполнен сейсмофациальный анализ. Для изучения волнового поля применялся метод классификации по форме трассы. Результаты автоматической классификации позволили выполнить сейсмофациальное районирование, выделить зоны, различающиеся по своим сейсмическим характеристикам. Для более детального изучения пер-

спективной структуры применялись методы классификации волнового поля с обучением. В точках скважин извлекалась форма трассы, соответствующая целевому интервалу, полученные данные добавлялись в модельные трассы. Последующая классификация осуществлялась на основе синтезированного модельного ряда. В результате удалось закартировать область в западной части района исследований, имеющую треугольную форму с раскрытием в северо-западном направлении (**рис. 3**). Эта аномалия находится в районе скважин, где по данным анализа керна были отмечены признаки, характерные для распространения приливно-отливных фаций внешней зоны эстуария. Аномалия отчетливо прослеживается как на срезе по кубу сейсмофаций, так и на картах сейсмических атрибутов. В скв. 1, 2, 4, 5, 6, расположенных в западной части района исследований, образцы керна из верхней части пласта представлены песчаниками приливно-отливного генезиса. Образцы керна из скв. 8 и 9, расположенных в восточной части района исследований, представлены деформированными оползанием песчаниками и алевролитами дельты залива, накопление которых происходило в условиях доминирования аллювиальных процессов (см. **рис. 3**).



**Рис. 3.** Карта сейсмоклассов в интервале СГ1-3 с наложением точек скважин, по которым приведены фотографии керна (цифрами обозначены номера скважин)

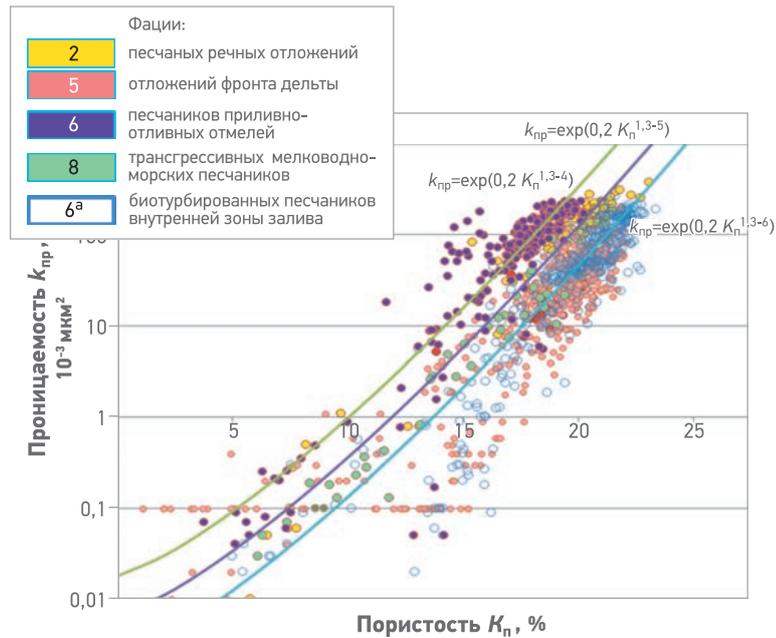


Рис. 4. Пример фациальной типизации на кроссплоте пористость – проницаемость по пласту СГ1-3

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

По результатам седиментологического анализа керн пластов СГ1-3 и СГ5-7 были выделены 10 фациальных типов пород. Анализ зависимостей керн/ГИС (рис. 4) позволил сгруппировать все выделенные фации в отдельные петротипы по схожим петрофизическим свойствам. В пласте СГ1-3 выделены три петротипа, в пласте СГ5-7 – четыре петротипа. На основе полученных данных для каждого петрофизического типа была разработана индивидуальная модель пористости, обоснованы граничные значения выделения коллекторов, уточнена модель абсолютной проницаемости. Разработана методика выделения петротипов по данным комплекса ГИС с ошибочной вероятностью 6 %. Разделение на типы выполнено по данным метода ПС  $\alpha_{ПС}$  и двойному разностному параметру метода ГК  $\gamma_{ПС}$ . Определены граничные значения  $\alpha_{ПС}$  и  $\gamma_{ПС}$  в пределах которых определяется тот или иной петрофизический тип (см. таблицу). По данным критериям был типизирован разрез, не охарактеризованный керновым материалом. Визуализация формы кривых ПС и ГК используется для подтверждения петротипа. В результате такого уточнения петрофизической модели Западно-Чатылкинского месторождения коэффициент корреляции пористости  $K_{п}$ , определенной по данным ГИС, с пористостью, определенной по результатам ана-

| Петротип    | $\alpha_{ПС}$                        | $\gamma_{ГК}$ |
|-------------|--------------------------------------|---------------|
| Пласт СГ1-3 |                                      |               |
| 1           | >0,82                                | <0,27         |
| 2           | >0,5 и >0,82                         | <0,27 и <0,55 |
| 3           | <0,7 для фации 6<br><0,7 для фации 7 |               |
| Пласт СГ5-7 |                                      |               |
| 1           | >0,82                                | <0,18         |
| 2           | >0,73                                | <0,18 и <0,4  |
| 3           | >0,5 и >0,73                         |               |
| 4           | >0,5                                 |               |

лиза керн, увеличился от 0,6 до 0,9, коэффициент корреляции проницаемости от 0,33 до 0,82 (рис. 5).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективная разработка нефтегазовых залежей и снижение неопределенностей в процессе освоения месторождения возможны благодаря комплексированию геолого-геофизических данных на основе 3D геолого-технологической модели при непрерывном контроле и анализе управления разработкой залежи.

На основе комплексного анализа региональных и сейсмических данных, результатов ГИС и изучения керн были созданы сеймофациальная и петрофациальная модели для пластов СГ1-3 и СГ5-7. Выделенные границы фа-

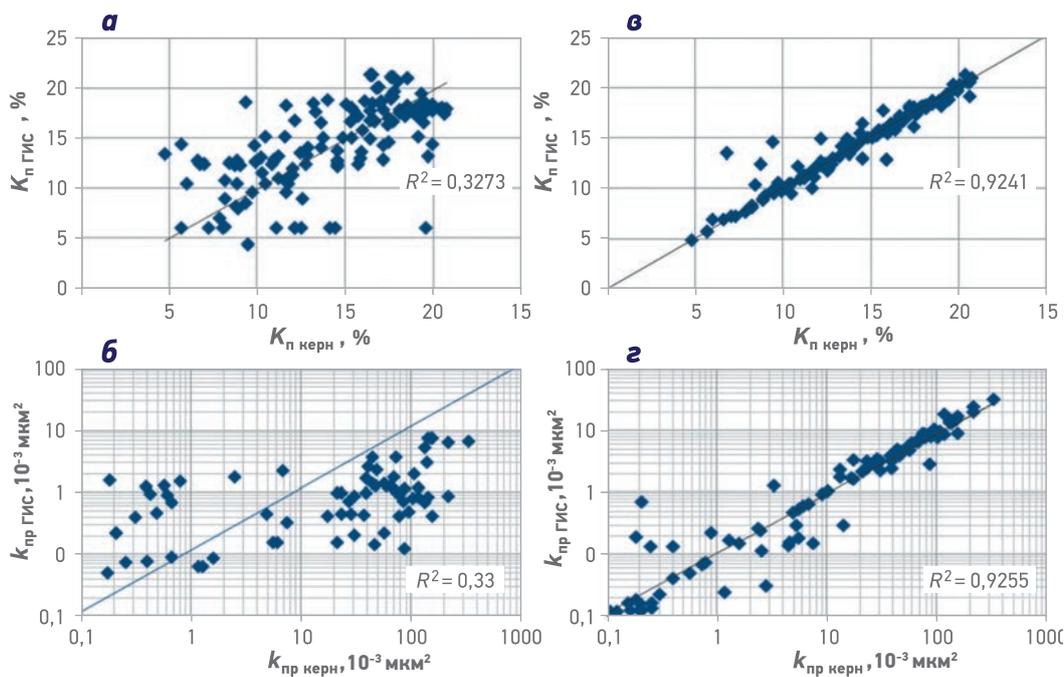


Рис. 5. Сопоставление пористости (а, в) и проницаемости (б, г), определенных по данным ГИС и анализа керна до (а, б) и после (в, г) актуализации петрофизической модели

циальных тел позволили провести геометризацию залежей методами объектного моделирования. Разработанная методика петрофизического моделирования дала возможность более точно спрогнозировать распределение запасов по площади, основываясь на различных ФЕС пород разной фациальной природы. Для учета геологических рисков и неопределенностей выполнена вероятностная оценка определения начальных параметров работы скважин, профилей добычи нефти, геологических запасов. По результатам вероятностной оценки добыча нефти (P10/ P90) снизилась в 1,8 раза – с 4,6 до 2,6. Диапазон неопределенности по стартовым дебитам уменьшился до минимально возможного уровня. Это позволи-

ло дать достоверный прогноз основных показателей, влияющих на разработку месторождения, таких как коэффициент продуктивности, стартовые дебиты и накопленная добыча, а также определить оптимальную схему разработки, что было подтверждено последующим бурением.

Таким образом, созданные сейсмофациальная и петрофациальная модели являются надежным инструментом для повышения геологической информативности и достоверности геологических моделей на основе динамических ФЕС.

#### Список литературы

1. Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A. Estuary and incised valley facies models. In: Facies Models Revisited (edited by H.W. Posamentier, R.G. Walker) // SEPM Special Publication. – 2006. – V. 84. – P. 171–234.
2. Dalrymple R.W. Tidal depositional systems. In: Facies Models: Response to Sea Level Change (edited by R.G. Walker, N.P. James) // Geological Association of Canada. – 1992. – P. 195–218.
3. Van den Berg J.H., Middelkoop H. Scroll bar and chute bar development in meandering rivers. Two contrasting examples: the lower Volga (Russia) and the Allier (France) // Proceedings of the 10th International Symposium on River Sedimentation, August 1-4, 2007, Moscow. – 2007. – V. 5. – P. 282–300.

#### References

1. Boyd R., Dalrymple R.W., Zaitlin B.A., *Estuary and incised valley facies models*, In: Facies models revisited: edited by Posamentier H.W., Walker R.G., SEPM Special Publication, 2006, V. 84, pp. 171–234.
2. Dalrymple R.W., *Tidal depositional systems*, In: Facies models: Response to sea level change: edited by Walker R.G., James N.P., Geological Association of Canada, 1992, pp. 195–218.
3. Van den Berg J.H., Middelkoop H., *Scroll bar and chute bar development in meandering rivers. Two contrasting examples: the lower Volga (Russia) and the Allier (France)*, Proceedings of the 10th International Symposium on River Sedimentation, August 1-4, 2007, Moscow, 2007, V. 5, pp. 282–300.



УДК 550.8.072

© О.О. Макухо,  
В.М. Хомин, 2019

# ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ПОИСКОВЫМ И РАЗВЕДОЧНЫМ СКВАЖИНАМ ПО КЛАССИФИКАЦИИ PRMS

**О.О. Макухо, В.М. Хомин**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** Makukho.OOI@gazpromneft-ntc.ru

Оценка потенциальных запасов при планировании геолого-разведочных работ (ГРП) проводится в условиях большой неопределенности и высоких рисков. В системе SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System) хорошо показана разница между неопределенностью и риском. Данная система предъявляет достаточно строгие требования к учету неопределенности. Система PRMS включает два метода оценки запасов: – детерминистский – основной при экспертизе запасов; – вероятностный – наиболее подходящий для оценки запасов на ранних стадиях реализации проектов. Использование нескольких видов оценки в совокупности способствует повышению точности оценки и снижению геологических рисков. С целью повышения точности оценки запасов при планировании ГРП предлагается совместить детерминистский и вероятностный методы. Сочетание этих методов позволяет обеспечить взаимную проверку надежности результатов и наиболее корректно оценить запасы.

**Ключевые слова:** нефть, запасы, классификация запасов SEC/PRMS, детерминистский метод, вероятностный метод.

IMPROVING THE ACCURACY OF ESTIMATING HYDROCARBON RESERVES OF APPRAISAL WELL AND EXPLORATORY WELLS ACCORDING TO THE PRMS CLASSIFICATION

**O.O. Makuho, V.M. Khomik**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Assessment of potential reserves when planning exploration wells is carried out under conditions of great uncertainty and high risks. In the SPE-PRMS system, the difference between uncertainties and risks is very well shown. This system requests rather strict requirements for accounting for uncertainty. The PRMS system contains various approaches to reserves assessment: The deterministic method – is the main one in the examination of reserves. The probabilistic method is the most suitable when evaluating HC in the early stages of project implementation. The use of several types of assessment in the aggregate helps to increase the accuracy of the assessment and reduce geological risks. In order to improve the accuracy of reserves estimation in the planning of exploration, it is proposed to combine the deterministic and probabilistic methods. The combination of these two methods will provide an opportunity to ensure mutual verification of the reliability of the estimates and get a better estimate of the trap reserves.

**Keywords:** oil, reserves, SEC / PRMS reserves classification, deterministic method, probabilistic method

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-26-31

## ВВЕДЕНИЕ

При поведении геолого-разведочных работ (ГРП) неизбежно возникают неопределенности и риски. Прогнозные оценки запасов углеводородов также выполняются в условиях неопределенности. В настоящее время нефтяные компании перед началом выполнения ГРП стремятся минимизировать риски и снять некоторые неопределенности. В целях повышения эффективности проведения ГРП предлагается использовать несколько методов оценки прогнозных запасов по разведочным скважинам.

В современном нефтегазовом мире наиболее распространенной является классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE) – PRMS (Petroleum Resources Management System) – система управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов.

## ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ PRMS

Международные стандарты PRMS принимают во внимание не только вероятность того, что углеводороды имеются в наличии в данной геологической формации, но и экономиче-

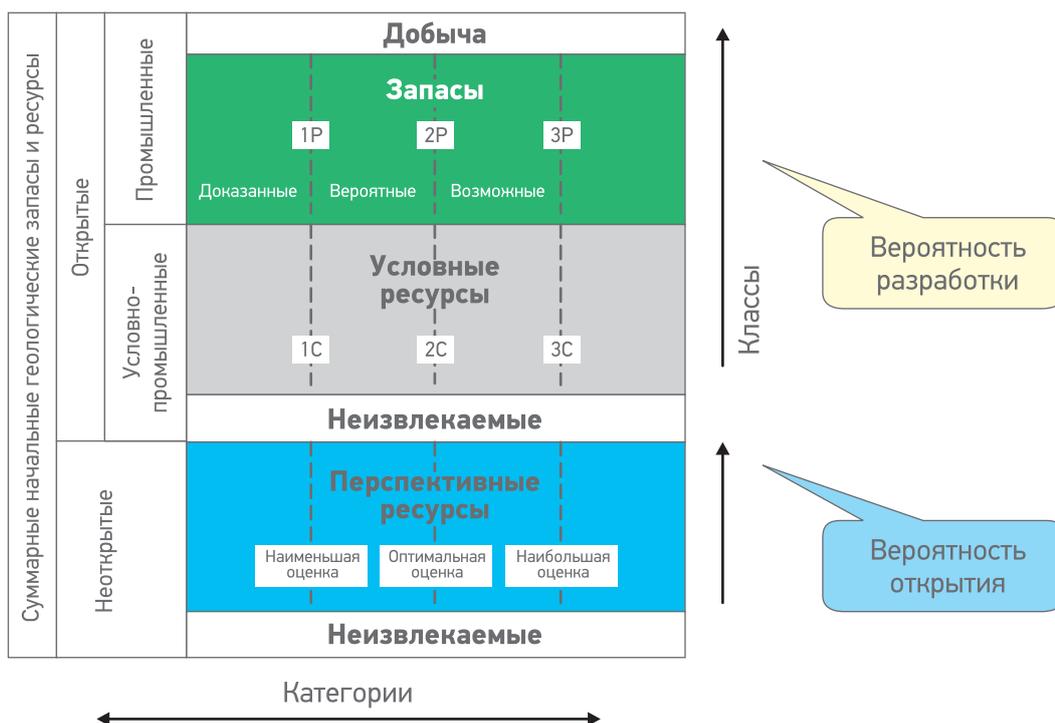


Рис. 1. Неопределенности и риски в системе PRMS

скую целесообразность извлечения запасов (включая такие факторы, как затраты на геологоразведку и бурение, постоянные эксплуатационные расходы, затраты на транспортировку продукции, налоги, преобладающие цены на продукцию, а также другие факторы, влияющие на конкурентоспособность отдельно взятой залежи).

В данной системе очень хорошо показана разница между неопределенностями и рисками (рис. 1). Риски связаны с тем, что рентабельная добыча не начнется в ближайшее время (начало разработки в течение 5 лет), а неопределенность обусловлена неизвестным количеством углеводородов в недрах, которое будет добыто при условии рентабельной добычи [1].

В основе классификации PRMS лежит экономическая целесообразность добычи углеводородов. Запасы делятся на категории с учетом рисков начала рентабельной добычи. Категории основаны на технической неопределенности товарных качеств, связанных с проектом, и в свою очередь делятся на классы, которые отражают диапазон неопределенности оценки и основаны на вероятности промышленной рентабельности (рисках) проекта.

#### КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ ПО КЛАССИФИКАЦИИ PRMS

Запасы по классификации PRMS, которая наиболее сопоставима с российской классификацией, делятся на:

- доказанные 1P (Proved reserves – PDP (Proved developed) + PDNP (Nonproducing) + PUD (Undeveloped);
- вероятные 2P (Probable reserves – PRB);
- возможные 3P (Possible reserves – PSB).

Доказанные запасы могут быть как разбуренными так и неразбуренными.

К вероятным и возможным запасам относятся только неразбуренные.

Схема категоризации запасов приведена на рис. 2.

Доказанные запасы (Proved reserves) – количество углеводородов, которое исходя из инженерно-геологических данных с достаточной достоверностью может быть извлечено промышленным способом из известных залежей при существующих экономических условиях принятыми способами эксплуатации.

Промышленная продуктивность запасов должна быть доказана фактической добычей, успешными данными опробования, изучения керна и результатами интерпретации каротаж. Месторождения с доказанными запасами должны быть обустроены объектами переработки и транспортировки добытых объемов на рынки сбыта.

Доказанные запасы (1P) в соответствии с классификацией делятся на следующие группы.

- Доказанные разрабатываемые запасы (Proved Developed – PDP), которые могут быть добыты из существующих скважин с помощью общепринятых методов. Доказанные разрабатываемые запасы включают следующие запасы:

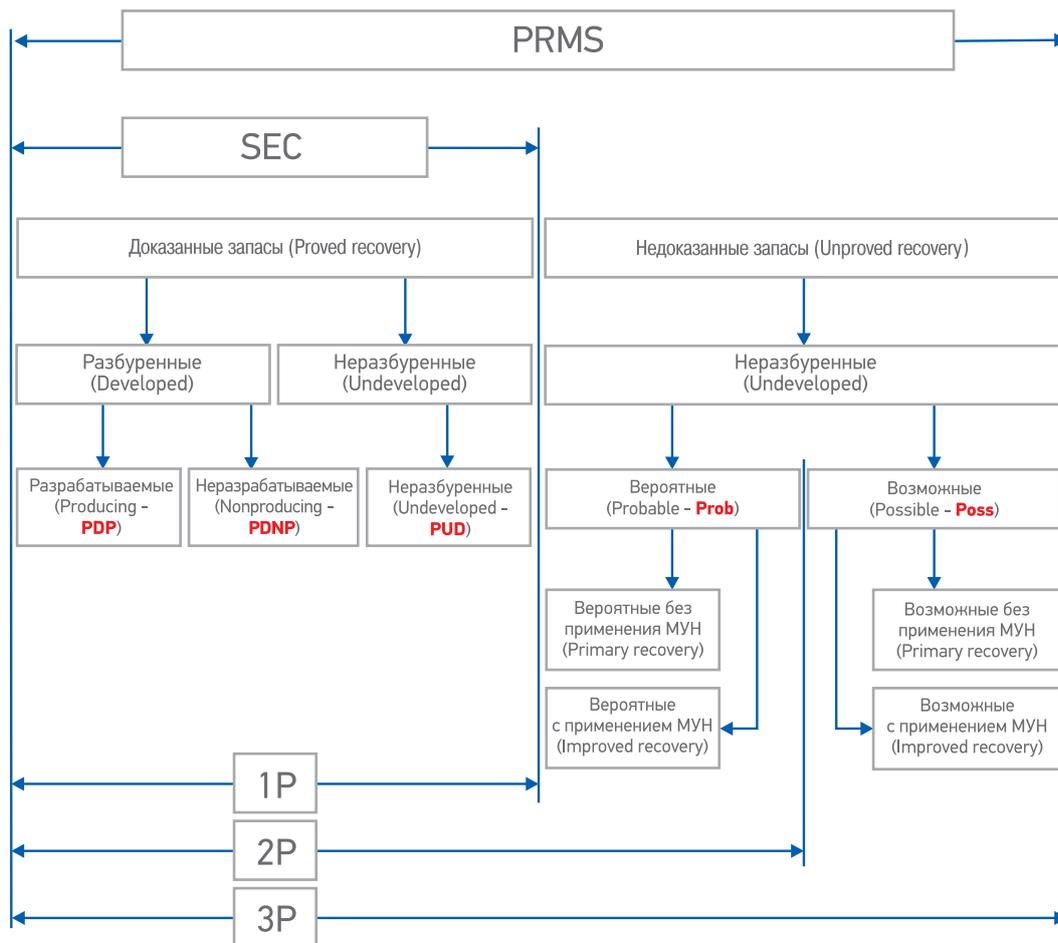


Рис. 2. Категоризация запасов по классификациям SEC и PRMS (МУН – методы увеличения нефтеотдачи)

1. Добываемые (Producing) запасы, добыча которых ожидается из вскрытых и работающих интервалов действующих на дату оценки скважин при помощи общепринятого оборудования. При оценке ожидаемых приростов согласно программе ГРП эти запасы не участвуют в расчете.

2. Недобываемые (Nonproducing – PDNP), которые ожидается извлечь из простаивающих на момент оценки скважин, горизонтов за неперфорированными обсадными колоннами в существующих скважинах и горизонтов, расположенных чуть ниже добывающих зон. При оценке ожидаемых приростов согласно программе ГРП эти запасы прогнозируются при условии получения промышленного притока нефти не менее 5 т/сут или выделения нефтенасыщенных толщин не менее 3–5 м, а также при высокой степени изученности пласта или наличии результатов испытаний по соседним скважинам.

3. Доказанные неразрабатываемые запасы (Undeveloped – PUD), которые ожидается извлечь из существующих скважин за счет значительного их углубления до другого горизонта и из скважин, которые будут

пробурены на неразбуренных участках залежи, непосредственно прилегающих к участкам скважин, дающим продукцию или давшим промышленные притоки из оцениваемого пласта. Необходимым условием выделения на данных участках запасов категории PUD является наличие утвержденного плана разбуривания этих участков. При оценке ожидаемых приростов согласно программе ГРП эти запасы прогнозируются при условии получения промышленного притока нефти не менее 5 т/сут или при выделении нефтенасыщенных толщин примерно 2–4 м.

- Вероятные запасы (2P) могли бы быть включены в группу доказанных вследствие достаточно обоснованного наличия углеводородов в пределах структуры, однако они менее четко определены из-за ограниченных данных по скважинам и отсутствия убедительных результатов опробований.
- Возможные запасы (3P) – запасы, извлечение которых исходя из анализа геолого-промысловых данных менее достоверно, чем вероятных запасов.

Оценка геологических параметров осуществляется детерминистическим способом.

Таблица 1

| Категория запасов | Площадь, тыс. м <sup>2</sup> | Нефтенасыщенная толщина, м | Объем, тыс. м <sup>3</sup> | Пористость | Нефтенасыщенность | Плотность нефти, (кг/м <sup>3</sup> )·10 <sup>3</sup> | Пересчетный коэффициент | КИН   | НГЗ нефти, тыс. т | НИЗ нефти, тыс. т | ГФ, м <sup>3</sup> /т | НГЗ газа, млн м <sup>3</sup> | НИЗ газа, млн м <sup>3</sup> |
|-------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|-------------------|---|-------------------------|-------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| PDP               |                              |                            |                            |            |                   |   |                         |       | 0                 | 0                 |                       | 0                            | 0                            |
| PDNP              | 250                          | 5,40                       | 1350                       | 0,100      | 0,921             | 0,859   | 0,848                   | 0,200 | 91                | 18                | 92                    | 8                            | 2                            |
| PUD (SEC)         | 2000                         | 5,40                       | 10800                      | 0,100      | 0,921             | 0,859   | 0,848                   | 0,200 | 725               | 145               | 92                    | 67                           | 13                           |
| PUD (PRMS)        | 2000                         | 5,40                       | 10800                      | 0,100      | 0,921             | 0,859   | 0,848                   | 0,200 | 725               | 145               | 92                    | 67                           | 13                           |
| Prob              | 4000                         | 3,00                       | 12000                      | 0,100      | 0,921             | 0,859   | 0,848                   | 0,200 | 805               | 161               | 92                    | 74                           | 15                           |
| Poss              | 62820                        | 3,07                       | 192660                     | 0,100      | 0,921             | 0,859   | 0,848                   | 0,200 | 12925             | 2585              | 92                    | 1189                         | 238                          |
| TP (SEC)          | 2250                         | 5,40                       | 12150                      |            |                   |   |                         | 0,200 | 815               | 163               | 92                    | 75                           | 15                           |
| 1P PRMS           | 2250                         | 5,40                       | 12150                      |            |                   |   |                         | 0,200 | 815               | 163               | 92                    | 75                           | 15                           |
| 2P PRMS           | 6250                         | 3,86                       | 24150                      |            |                   |   |                         | 0,200 | 1620              | 324               | 92                    | 149                          | 30                           |
| 3P PRMS           | 69070                        | 3,14                       | 216810                     |            |                   |   |                         | 0,200 | 14545             | 2909              | 92                    | 1338                         | 268                          |

**Примечание.** КИН – коэффициент извлечения нефти; НГЗ, НИЗ – начальные запасы соответственно геологические и извлекаемые; ГФ – газовый фактор.

В соответствии с инструкциями по выделению категорий запасов PRMS и принимая шаг сетки бурения за  $x$ , расчет площади для каждой категории можно представить следующим образом.

Для PDP и PDNP –  $S_1 = x^2$ ;

для PUD –  $S_2 = 8x^2$ ; для 2P –  $S_3 = 16x^2$ ;

для 3P –  $S = S_1 + S_2 + S_3$ .

Полученные результаты использованы для подсчета запасов объемным методом (табл. 1).

## МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

Методы подсчета запасов по международным стандартам полностью совпадают с российскими. Детерминистский метод является основным при экспертизе запасов, вероятностный – больше всего подходит для оценки запасов углеводородов на ранних стадиях реализации проектов.

Детерминистский метод базируется на известных геологических, инженерных и экономических данных. Для расчета используются одиночные значения подсчетных параметров (площадь, пористость, толщина и др.). Результатом также является единственное значение запасов.

Эксперт по своему усмотрению принимает дискретные значения или массивы значений по каждому подсчетному параметру, соответствующие той или иной категории запасов и ресурсов. В результате анализа определяется единичное значение объема извлекаемых запасов или ресурсов по каждому случаю детерминистского приращення запасов.

Вероятностный способ подсчета запасов углеводородов применяется при недостаточном количестве данных о залежи и ее параметрах. В основном с помощью метода Монте-Карло определяется вероятность получения того или иного значения запасов [2]. В «Газпром нефти» рассчитывают три варианта запасов, вероятность подтверждения которых составляет 90, 50 и 10 %. Объем запасов увеличивается по мере снижения вероятности их подтверждения.

Вероятностный метод – статистический анализ известных геологических, инженерных и экономических данных, при котором запасы подсчитываются по непрерывным кривым распределения. На входе и выходе – кривые распределения значений с вероятностями появления значений. Рассмотрим неопределенность извлекаемых объемов с разных позиций (табл. 2). Поскольку сильные стороны одного подхода являются слабыми для другого, предлагается использовать оба.

## ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектом исследований выбран лицензионный участок, который находится на территории Новосергиевского и частично Сорочинского районов Оренбургской области. В региональном тектоническом плане по поверхности фундамента площадь находится на юго-восточном склоне Жигулевско-Пугачевского свода, по осадочному чехлу на юго-восточном склоне Волго-Уральской антеклизы. В более локальном

Таблица 2

| Методы          | Привязка к картам | Простота интерпретации | Ориентиры для проверки на противоречивость | Учет зависимости параметров |
|-----------------|-------------------|------------------------|--|-----------------------------|
| Детерминистский | +                 | +                      | -  | -                           |
| Вероятностный   | -                 | -                      | +  | +                           |

структурно-тектоническом плане площадь локализуется на границе между Восточно-Оренбургским сводовым поднятием и Бузулукской впадиной. Представление о строении осадочного комплекса базируется на материалах сейсморазведочных работ 2005–2014 гг. и результатах бурения поисково-разведочных скважин. По данным опробования и геофизических исследований скважин установлены 11 продуктивных пластов: пласт P<sub>v</sub> в артинском ярусе, пласты Зл1а, Зл1б и Зл2

в заволжском надгоризонте фаменского яруса, пласт Дфм в нижне-среднефаменском подъярусе, пласты ДIII-1 и ДIII-2 в ардаатовском горизонте живетского яруса, пласт ДIV в воробьевском горизонте живетского яруса, пласты ДVa, ДVб и ДVв в афонинском горизонте эйфельского яруса. В соответствии с планом ГРП было предусмотрено бурение нескольких скважин. Прогнозные оценки, проведенные детерминистским методом, показали, что исходя из величины запасов сначала должна быть пробурена скв. х, затем скв. у и в последнюю очередь скв. z.

Сравнивая фактические результаты с прогнозными показателями, сделан вывод, что лучший эффект достигнут при бурении скв. у.

При наложении вероятностной оценки на детерминистскую видно, что запасы в скв. х переоценены (рис. 3).

При сопоставлении полученных результатов с прогнозной оценкой, полученной вероятностным методом, виден так называемый «коридор неопределенностей». Применяв вероятностную оценку, можно составить представление о вариации (разбросе) и смещении прогноза (рис. 4) и таким образом снизить геологические риски. Следовательно, используя на практике оба метода, можно обеспечить взаимную проверку надежности результатов и получить лучшую оценку запасов ловушки.

При прогнозировании геолого-технических параметров смещение оценок представляет собой более серьезную проблему, чем их значительная неопределенность [3]. Источником смещения обычно приводит к занижению оценки. На практике любая ошибка может вызвать потери для инвестора. Результатом завышения оценки является увеличение инвестиций в проекты, а занижение оценок может заставить компанию инвестировать слишком мало или вообще отказаться от инвестирования [3].

Анализируя результаты прогнозных и фактических оценок запасов углеводородов при поведении ГРП в компании «Газпром нефть» на протяжении нескольких лет, можно отметить, что результаты вероятностной оценки ресурсов углеводородов по величине P50 как наиболее вероятной во многих случаях могут существенно отличаться в большую сторону от величины ресурсов, оцененных детерминистским методом (рис. 5). Это обусловлено в основном тем, что при детерминистском подходе прогнозные подсчетные параметры, а также площадь предполагаемой залежи принимаются весьма консервативно.

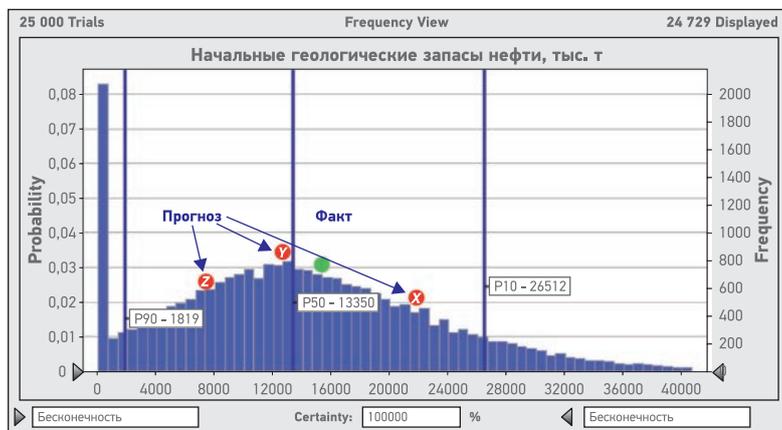


Рис. 3. Сочетание двух методов оценки запасов



Рис. 4. Сопоставление фактических результатов (1) с прогнозной оценкой, полученной вероятностным (2) и детерминистским (3) методами

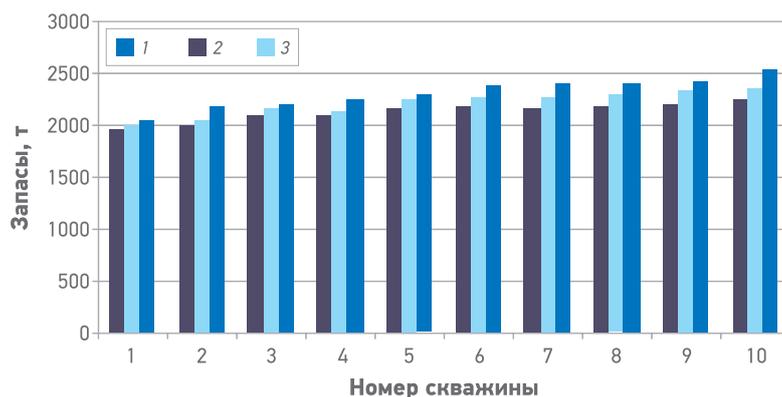


Рис. 5. Сравнение фактических результатов (1) с прогнозными показателями, полученными детерминистским (2) и вероятностным (3) методами при проведении ГРП в компании «Газпром нефть»

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение эффективности ГРП может быть достигнуто за счет прогнозирования запасов углеводородов на наиболее перспективных участках. Для выбора таких участков должна быть достаточно высокая степень уверенности в оценке запасов, которую можно достичь путем прогнозирования оценки запасов различными методами. Оценив эффективность проведения ГРП путем сравнения результатов оценки, полученных по прогнозным разведочным скважинам, с фактическими, можно отметить следующие основные аспекты снижения рисков и неопределенностей при оценке запасов углеводородов на прогнозных ловушках:

- использование детерминистской оценки в сочетании с вероятностной способствует повышению точности оценки и снижению геологических рисков;

- применение на практике несколько методов оценки прогнозных запасов дает возможность обеспечить взаимную проверку надежности результатов и получить лучшую оценку запасов ловушки;
- анализ результатов проведения ГРП и сравнение прогнозных данных с фактическими позволяет выявить основные причины недостижения или перевыполнения прогноза, что в свою очередь дает возможность в будущем усовершенствовать прогнозные оценки и выйти компании на более высокий качественный уровень при восполнении минерально-сырьевой базы.

## Список литературы

1. *Guidelines for Application of the petroleum Resource Management System*, 2011. – URL: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf).
2. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти газа объемным методом. – М.-Тверь: ВНИГНИ, 2003. – 261 с.
3. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 304 с.

## References

1. *Guidelines for application of the petroleum resource management system*, 2011, URL: [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)
2. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefti i gaza ob'emnym metodom. Otsenka kharaktera насыщченности по данным GIS (Guidelines for the calculation of reserves of oil and gas by volumetric method. Assessment of the nature of saturation according to well logging)*: edited by Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G., Moscow – Tver: Publ. of VNIGNI, 2003. 261 p.
3. Rose P.R., *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*, AAPG, 2012.



УДК 552.5

© Е.Н. Максимова,  
М.А. Тугарова, 2019

# ЛИТОПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ КЛАСТЕРИЗАЦИЯ – АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ КАЧЕСТВА КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА

**Е.Н. Максимова, М.А. Тугарова**, д.г.-м.н.  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронный адрес:** Maksimova.EN@gazpromneft-ntc.ru

В работе описано применение литопетрофизической кластеризации для карбонатных коллекторов. Методика дополняет стандартную интерпретацию результатов геофизических исследований скважин информацией о структуре породы в разрезе. Уточненная 3D геологическая модель позволит более корректно определить перспективные зоны для бурения.

**Ключевые слова:** карбонатный коллектор, литотипы, кластеризация, качество коллектора, фаменский ярус

LITHO-PETROPHYSICAL CLUSTERING – AN ALTERNATIVE WAY FOR PROGNOSIS  
OF CARBONATE RESERVOIR QUALITY

**E.N. Maksimova, M.A. Tugarova**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Current work is dedicated to litho-petrophysical clustering method, which can be useful for carbonate reservoirs. Methodology updates the standard well log interpretation with information about the rock fabric. After the implementation in 3D geological model the results of algorithm application will provide more correct estimation of perspective drilling zones.

**Keywords:** carbonate reservoir, lithotypes, clustering, reservoir quality, famenian deposits

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-32-37

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, когда эпоха «простых» месторождений постепенно заканчивается, а вновь открываемые месторождения характеризуются сложным строением и сильной латеральной изменчивостью отложений, важными задачами становятся корректное выделение и прослеживание продуктивных толщин. Это особенно актуально при работе с карбонатными коллекторами, так как их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) одновременно могут зависеть как от седиментационной структуры отложений, которая является определяющей при формировании ФЕС, так и от вторичных процессов (перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание и др.), усиливающих фациальную неоднородность. Совокупность данных факторов часто затрудняет стандартную интерпретацию результатов геофизических исследований скважин (ГИС), что может привести к несовпадению прогнозных и фактически работающих интервалов.

Рассмотренная проблема характерна для пластов заволжского надгоризонта одного из ме-

сторождений Оренбургской области, где из всех выделенных толщин в работу было вовлечено около 30 % интервалов. Однако, несмотря на сложное строение, на ряде месторождений Волго-Уральской провинции заволжские пласты аккумулируют до 50 % запасов нефти [1], перспективных для освоения. Отсутствие уверенной оценки распространения по площади коллекторов с улучшенными ФЕС потребовало поиска новых технологий прогноза латеральной изменчивости разреза. В качестве решения была разработана методика литопетрофизической кластеризации, дополняющая стандартный подход к интерпретации данных ГИС и позволяющая проводить литологическое расчленение карбонатного разреза с учетом комплексной оценки данных петрофизики и петрографии. Это дает возможность прогнозировать вертикальную и латеральную неоднородность карбонатных пластов для уточнения причин их неравномерной работы. В статье представлены разработанная последовательность действий, а также результаты применения методики.

## МЕТОДИКА ЛИТОПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ КЛАСТЕРИЗАЦИИ

Методика литопетрофизической кластеризации состоит из следующих основных этапов:

- 1) оценка стандартного подхода к выделению коллекторов на объекте исследования;
- 2) анализ литопетрофизических особенностей разреза;
- 3) выявление методов ГИС, реагирующих на свечение керна в ультрафиолетовом свете; выделение кластеров;
- 4) сравнение результатов кластеризации с данными петрографического описания шлифов;
- 5) сопоставление распределения петротипов в скважинах; передача данных в 3D геологическую модель.

В зависимости от сложности геологического строения разреза этапы методики могут дополняться различными видами работ, такими как анализ результатов интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа или скважинных имиджей. Рассмотрим каждый из этапов более подробно.

### Этап 1. Стандартный подход к выделению коллекторов

На первом этапе предлагается оценивать результаты применения стандартного подхода к выделению коллекторов с целью оценки неопределенностей при выборе граничной отсечки с учетом коэффициента динамической пористости. Так, граничное значение пористости для заволжских отложений изучаемого месторождения, определенное с учетом данных потоковых экспериментов [2], составило около 3,8 %, в то время как анализ данных термометрии показал, что при текущих условиях эксплуатации работают толщины с коэффициентом пористости более 5 % [3].

С другой стороны, различные механизмы фильтрации флюида в пласте могут быть также обусловлены коэффициентом проницаемости. Ряд специалистов предлагает принимать значение граничной проницаемости для нефте-

насыщенных карбонатных коллекторов в пределах  $(0,4-2) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. При этом граничные значения коэффициента пористости могут варьироваться в диапазоне 6–8 % [2]. Таким образом, совокупное изменение значений пористости и проницаемости по разрезу может зависеть от структуры порового пространства известняков. В связи с этим была предпринята попытка разделения разреза на различные типы коллекторов по значениям пористости  $K_p$  при коэффициенте проницаемости  $k_{пр} = 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис. 1).

Предварительная оценка методом материального баланса показала, что наилучшая сходимость фактических и расчетных пластовых давлений наблюдается в случае вовлечения в разработку запасов, сосредоточенных в коллекторах с наибольшими значениями коэффициента пористости ( $K_p > 7,5$  %), т.е. около 30 % нефтенасыщенных толщин.

Тем не менее, вопрос эффективного вовлечения в разработку большей части запасов, сосредоточенных в петротипах 1 и 2 все еще являлся актуальным. Было принято решение о привлечении дополнительной информации, полученной по керну и ГИС, для уточнения геологических причин неравномерной работы коллекторов с различными ФЕС.

### Этап 2. Анализ литопетрофизических особенностей разреза

На втором этапе рекомендуется анализировать литологические и петрофизические особенности разреза. Например, характер свечения керна в ультрафиолетовом свете может указывать на различные структурные особенности отложений либо на различный литологический состав для более сложных разрезов.

В ходе анализа свечения керна заволжских отложений было выявлено, что в близкорасположенных скважинах, вскрывающих одну и ту же структуру и находящиеся на расстоянии примерно 1–2 км, интенсивность и характер свечения керна различаются. В одной скважине может наблюдаться большее число

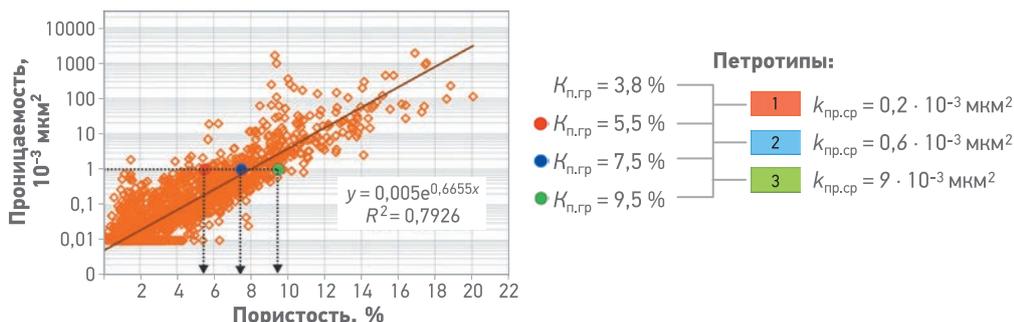


Рис. 1. Первичное разделение на петротипы:

$K_{п,гр}$  – граничное значение пористости по керну;  $k_{пр,ср}$  – средняя проницаемость по керну

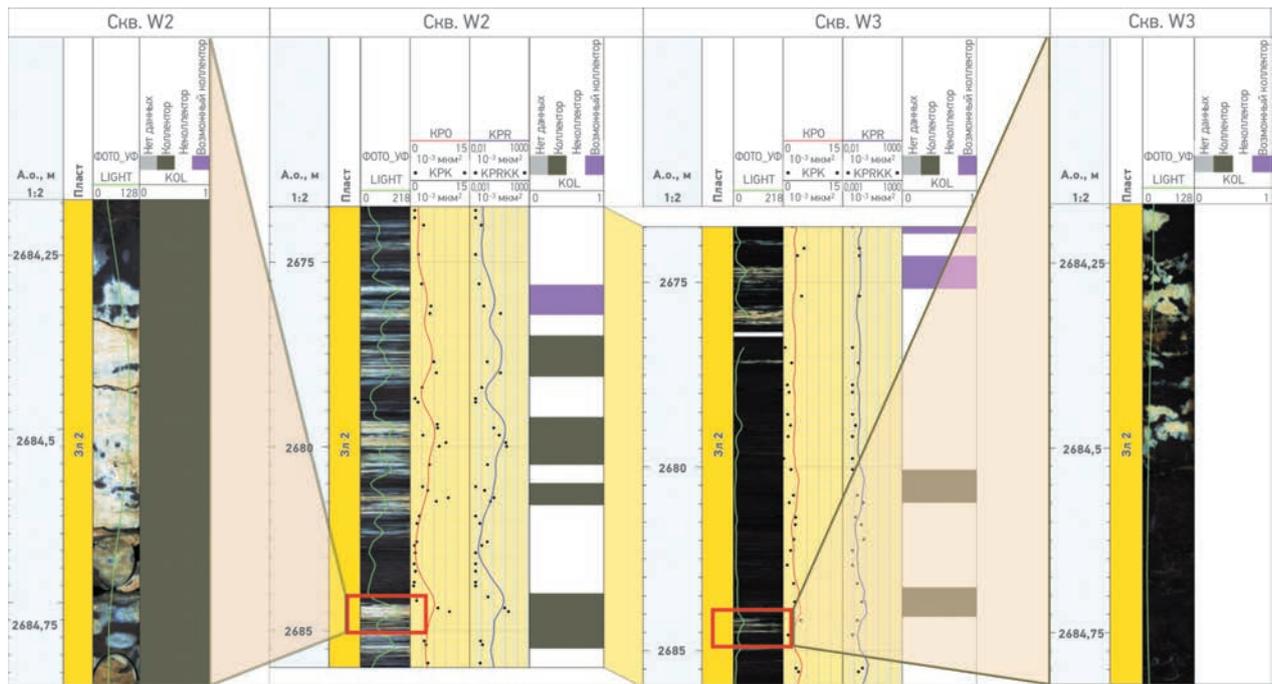


Рис. 2. Свечение зерна в скважинах одной структуры:

KPO – расчетная пористость по данным ГИС; KPK – пористость по керну, KPR – расчетная проницаемость по данным ГИС; KPRK – проницаемость по керну; КОЛ – коллектор/неколлектор по данным ГИС, LIGHT – кривая свечения, полученная по фотографии зерна

интервалов с равномерным свечением, в то время как в другой может встречаться пятнистое свечение (рис. 2).

В ходе разложения фотографии зерна в ультрафиолетовом свете на RGB-каналы с помощью специального модуля в программном обеспечении (ПО) TechLog была получена кривая свечения (см. рис. 2), которая использовалась для количественной оценки интенсивности свечения. При анализе значений кривой свечения было выявлено, что в скважинах, в которых в процессе промыслово-геофизических исследований (ПГИ) методом термометрии фиксировался стабильный приток, наблюдалось более интенсивное и равномерное свечение зерна. В связи с этим было высказано предположение, что интервалы с различным характером работы по данным ПГИ могут отличаться друг от друга структурой порового пространства, обуславливающей различные механизмы фильтрации углеводородов в пласте в ходе разработки. Вторичные преобразования и микротрещиноватость также способствуют появлению микро неоднородности, а следовательно, пятнистого типа свечения.

### Этап 3. Выявление методов ГИС, реагирующих на свечение зерна в ультрафиолетовом свете

На третьем этапе необходимо проанализировать реакцию методов ГИС на различный характер свечения зерна в ультрафиолетовом свете для того, чтобы выбрать наиболее представительные кривые для проведения кластеризации.

В результате анализа было выявлено, что в интервалах отбора зерна на свечение реагируют: гамма-каротаж (ГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК), боковой каротаж (БК) в логарифмическом масштабе.

Показания выбранных кривых ГИС оценивались с помощью специального модуля ПО TechLog – IPSOM. Данный модуль позволяет использовать самоорганизующиеся карты Кохенена (Self-Organizing Maps) для проведения иерархической кластеризации [4]. Суть метода заключается в последовательном анализе исходных кривых и группировании их показаний по принципу наибольшего совпадения. На выходе выдаются блоковая кривая распределения кластеров и кривая вероятности их появления в разрезе. Следует отметить, что на момент разработки методики анализ входных данных проводился для 21 скважины по всему разрезу от турнейских до фаменских отложений, так как по керну была установлена тенденция к повторению типов пород в разрезе. В ходе интерпретации были выделены три типа, различающиеся показаниями каротажей (рис. 3).

### Этап 4. Сравнение результатов кластеризации с данными петрографического описания шлифов

На четвертом этапе предлагается проводить сопоставление результатов кластеризации с данными петрографического описания шлифов [3, 5] для выявления основных причин изменения качества коллектора.

Выделенные по данным ГИС типы коллектора были соотнесены с ранее принятыми группами коллекторов по пористости (см. рис. 1). Следует отметить, что типы, выделенные по результатам изучения керна и ГИС, сопоставимы между собой. Например, петротип 3, имеющий улучшенные ФЕС и относящийся к поровому типу коллектора, явно выделяется как по керновым данным, так и с помощью метода кластеризации данных ГИС. Петротипы 1 и 2 часто перекрывают друг друга, что связано со структурной неоднородностью порового пространства карбонатов заволжского надгоризонта.

Для литологической интерпретации и обоснования причин изменения ФЕС выделенных кластеров были использованы результаты петрографических исследований – минимально достаточные для дифференциации вещественно-структурных типов карбонатных пород-коллекторов. Шаблон числового петрографического описания карбонатных пород-коллекторов разработан в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» [5]. При сопоставлении было выявлено, что петротип 3, в котором сосредоточено около 30–40 % запасов, относится к зернистым полибиодетритовым и фораминиферо-полибиодетритовым известнякам, в которых иногда фиксируются интракласты. Петротипы 1 и 2 представлены интракластово – полибиодетритовыми и полибиодетритовыми известняками с микритовым матриксом. Это известняк с более сложной структурой порового пространства, для которого характерно пятнистое свечение в ультрафиолетовом свете, работающий нестабильно по данным ПГИ, но аккумулирующий до 60–70 % запасов углеводородов. Породы, относящиеся

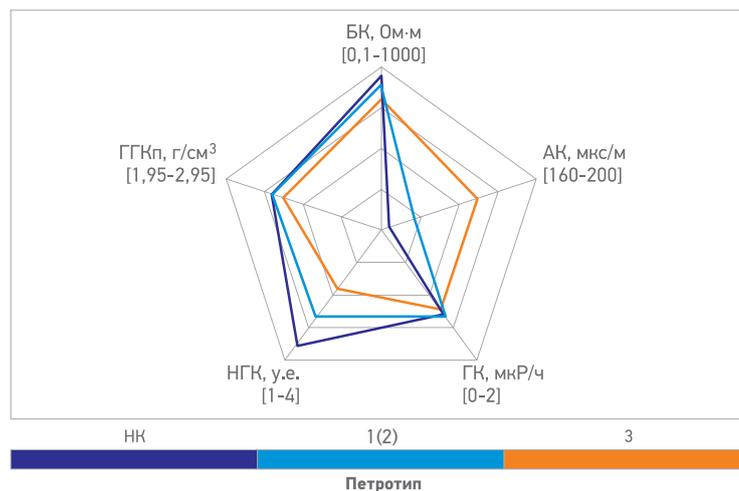


Рис. 3. Результаты кластеризации данных ГИС (НК – неколлектор)

к неколлекторам, представлены преимущественно плотными сфероагрегатными и водорослевыми известняками с микритовым заполнением. Эти породы могут быть драйверами проводимости при наличии системы трещин. Петрографические исследования позволили выявить основные особенности структур пород, определяющие их ФЕС: общее содержание зерен (форменных элементов) любого генетического типа, соотношение количества зерен и микрита, размер зерен. Из вторичных процессов наиболее значимым оказывается наличие микротрещин, которые секут форменные элементы и соединяют насыщенные углеводородами участки между собой. Такие трещины в керне имеют преимущественно вертикальное распространение и, скорее всего, связаны с тектонической активностью. Сопоставление результатов кластеризации с данными петрографических исследований керна приведено на рис. 4. Подробная лито-

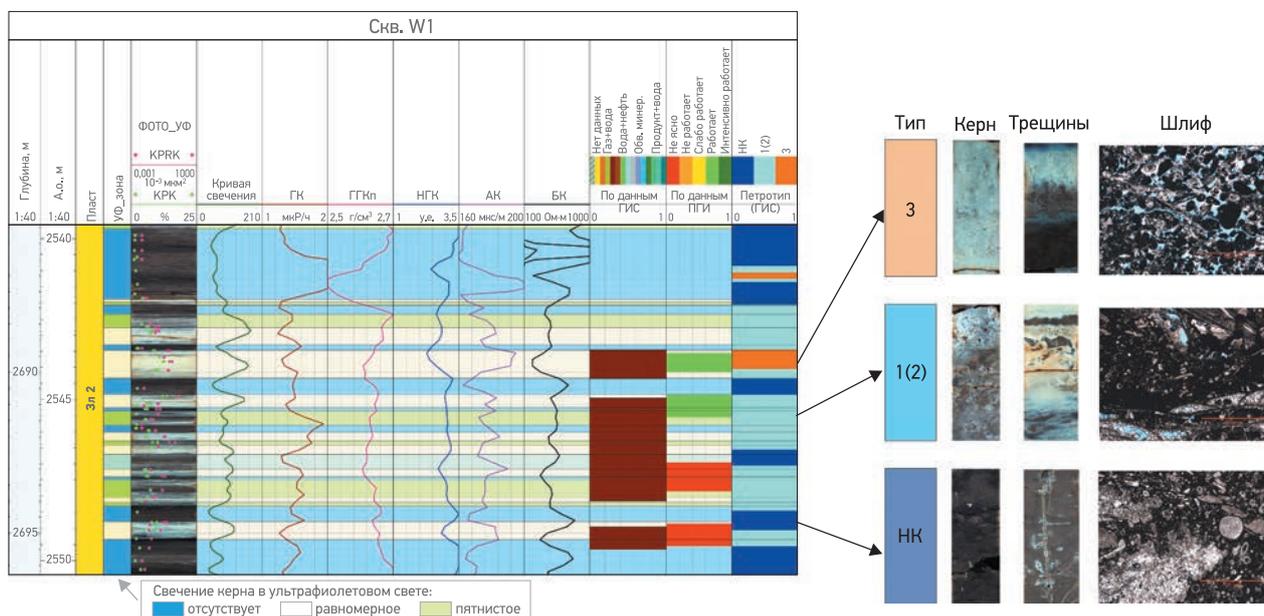


Рис. 4. Сопоставление петротипов, выделенных по данным ГИС и изучения керна

логическая характеристика петротипов представлена в таблице.

### Этап 5. Сопоставление распределения петротипов в скважинах. Передача данных в 3D геологическую модель

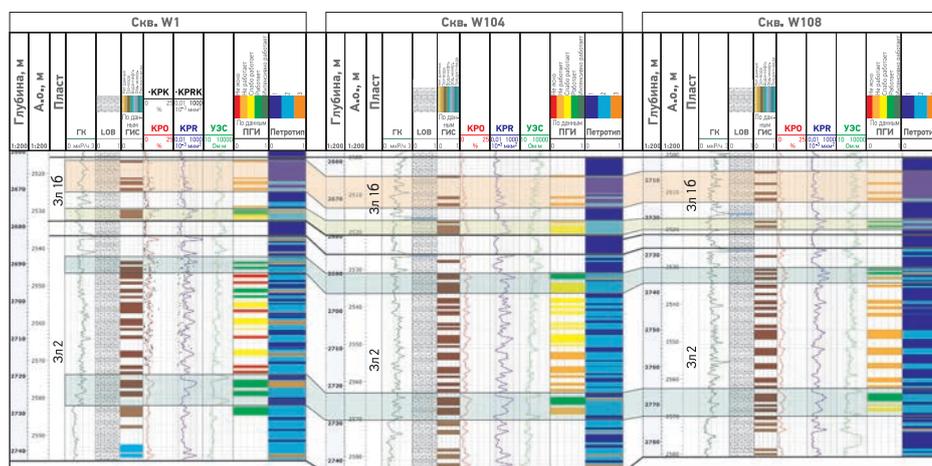
На последнем этапе необходимо предварительно оценить распределение петротипов в скважинах и сопоставить их число в разрезе с показателями разработки месторождения, например, с картой текущих отборов по скважинам с целью установления основных трендов распределения петротипов для дальнейшего

концептуального и цифрового геологического моделирования.

Для изучаемого месторождения в ходе построения схем корреляции вдоль и вкрест структуры были выявлены тенденции в работе определенных интервалов в заволжских пластах. Так, для пласта Зл1б наблюдалась устойчивая работа выделенных толщин в подошве интервала, а для пласта Зл2 стабильно работающими оказались как кровля, так и подошва нефтенасыщенной части (рис. 5).

При сравнении результатов предварительной корреляции с картой текущих отборов по за-

| Параметры   | Петротипы  |  |  |
|---|--|--|--|
|   | Неколлектор  | 1 (2)  | 3  |
| $K_p, \%$   | <3,8   | 3,8-5,5  | 5,5-7,5  |
| $K_{пр.ср}$ (керна), $10^{-3} \text{ мкм}^2$                        | -  | 0,2  | 0,6  |
| Типизация по керну  | Известняки сфероагрегатные и водорослевые с микритовым заполнением, водорослевые баундстоуны | Известняки интракластовые и биодетритовые с микритовым заполнением | Зернистые - полибиодетритовые и фораминиферо-полибиодетритовые известняки с минимальным микритовым заполнением |
| Свечение в ультрафиолетовом свете                                   | Слабое или отсутствует   | Неравномерное  | Равномерное  |
| Среднее содержание, % площади шлифа: зерен (форменные элементы)     | 38   | 53   | 77   |
| матрикса+цемента  | 62   | 46   | 18   |
| Соотношение количества зерна матрикса+цемент                        | 0,6  | 1,5  | 4,5  |
| Содержание форменных элементов, % площади шлифа (средние значения): |  |  |  |
| сфероагрегатов, в том числе микритовых                              | 34   | 31   | 40   |
| биоморфных: цельные скелеты и детрит                                | 45   | 48   | 45   |
| интракластов  | 0  | 7  | 5  |
| водорослевых каркасных  | 22   | 14   | 10   |
| Средний размер зерен, мм  | 0,12   | 0,15   | 0,21   |
| Вторичные процессы, % площади шлифа:                                |  |  |  |
| выщелачивание   | 0  | 0  | 1,0  |
| перекристаллизация  | 15,0   | 8,2  | 3,4  |
| доломитизация   | 0,0  | 1,0  | 1,0  |
| микротрещины  | Нет  | Единичные  | Единичные  |



Текущие отборы по объектам Дэл-Дф1 на карте нефтенасыщенных толщин (11.2017 г.)

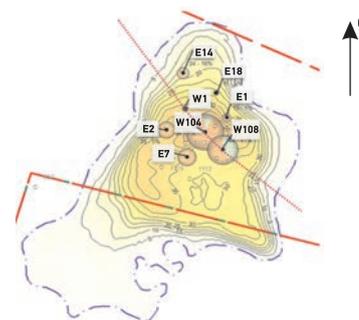


Рис. 5. Анализ распределения петротипов по скважинам (LOB – литология по ГИС)

волжским пластам было выявлено, что улучшение ФЕС прослеживалось локально в купольной части и в направлении с юго-востока на северо-запад, что также подтвердилось перераспределением петротипов в разрезе скважин. В процессе дальнейших исследований планируется провести сопоставление результатов петротипизации, сейсморазведки, специальных методов ГИС и показателей разработки месторождения. Такой комплексный анализ позволит более точно определить тренд для площадного прогноза появления зон с улучшенными ФЕС в 3D геологической модели.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе исследования был проанализирован широкий комплекс геолого-геофизической информации, который позволил разработать методику литопетрофизической кластеризации для прогноза качества карбонатного коллектора. Данный подход был впервые применен к изучению карбонатных отложений верхнего девона – нижнего карбона одного из месторождений Оренбургской области. Предложенная методика не только дополнила стандартный подход к интерпретации данных ГИС, но и дала возможность уточнить литолого-седиментационную модель месторождения. В разрезе выделены три петротипа, прослеживающихся по данным изучения керн и ГИС.

Выявлены особенности структур пород, определяющие ФЕС: содержание зерен (форменных элементов), соотношение количества зерен и микрита, размер зерен. Из вторичных процессов значимое влияние оказывают микротрещины, соединяющие насыщенные нефтью участки. Полученные данные планируется встроить в 3D геологическую модель, что позволит проводить пространственную корреляцию выделенных петротипов по модели и анализировать изменчивость их свойств. Следующим этапом работы должна стать комплексная оценка характера вертикального и латерального распределения выделенных петротипов с учетом данных сейсморазведки, гидродинамических исследований скважин, показателей разработки месторождения с целью оптимизации стратегии разработки.

В будущем также намечается обобщить и разработать описанную методику с учетом результатов, которые предполагается получить в процессе апробации подхода на аналогичных пластах других месторождений Оренбургской области. Кроме того, планируется адаптация алгоритма к другим карбонатным отложениям с более сложным вещественным составом и структурой порового пространства (например, к доманиковым отложениям).

---

## Список литературы

1. *Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана* / И.И. Абызбаев, А.Ш. Сыртланов, П.Ф. Викторов, Е.В. Лозин – Уфа: Китап, 1994. – 180 с.
2. *Петерсилъе В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г.* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
3. *Максимова Е.Н., Тугарова М.А., Стремичев Е.В.* Литологическое обоснование петрофизической неоднородности карбонатных пород-коллекторов заволжского горизонта Балеikinского месторождения (Оренбургская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. – [http://www.ngtp.ru/rub/2019/3\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/3_2019.html)
4. *Skalinski M., Playton T.* Petrophysical challenges in Giant Carbonate Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // SPWLA Journal of Petrophysics. – 2015. – Vol. 56. – N 6. – 33 p.
5. *Тугарова М.А., Максимова Е.Н.* Фациальный анализ карбонатных резервуаров на примере активов ПАО «Газпром нефть». В сб. научных трудов Экзолит-2019. Фациальный анализ: теория и практика. – М.: МАКС Пресс, 2019. – С. 142–144.

## References

1. *Abyzbaev I.I., Syrtlanov A.Sh., Viktorov P.F., Lozin E.V., Razrabotka zalezhey s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefi Bashkortostana* (Development of deposits with hard-to-recover oil reserves of Bashkortostan), Ufa: Kitap Publ., 1994, 180 p.
2. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom. Otsenka kharaktera nasyshchennosti po dannym GIS* (Guidelines for the calculation of reserves of oil and gas by volumetric method. Assessment of the nature of saturation according to well logging): edited by Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G., Moscow – Tver: Publ. of VNIGNI, 2003, 261 p.
3. *Maksimova E.N., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Petrophysical study of the Zavalzh carbonate reservoir of Baleikin field (Orenburg region)* (In Russ.), Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2019, V. 14, no. 1, URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2019/3\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/3_2019.html)
4. *Skalinski M., Playton T., Petrophysical challenges in Giant Carbonate Tengiz Field, Republic of Kazakhstan*, SPWLA Journal of Petrophysics, 2015, V. 56, no. 6, 33 p.
5. *Tugarova M.A., Maksimova E.N., Fatsial'nyy analiz karbonatnykh rezervuarov na primere aktivov PAO "Gazprom nefi"* (Facies analysis of carbonate reservoirs by the example of Gazprom Neft assets), Collected papers "Ekzolit-2019. Fatsial'nyy analiz: teoriya i praktika" (Exolite 2019. Facies Analysis: Theory and Practice), Moscow: MAKS Press Publ., 2019, pp. 142–144.



УДК 622.276.1/.4

© Коллектив  
авторов, 2019

# РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ГЛУБИННОГО ГИДРОДИНАМИКО- ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН

**А.И. Ипатов**, д.т.н., **М.И. Кременецкий**, д.т.н., **А.А. Пустовских**, к.ф.-м.н.,  
**И.С. Каешков**, к.т.н.

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Д.Ю. Колупаев**

ООО «Газпромнефть-Хантос»

**Электронный адрес:** [lpatov.AI@gazpromneft-ntc.ru](mailto:lpatov.AI@gazpromneft-ntc.ru)

В работе обобщены результаты многолетней разработки и реализации в «Газпром нефти» дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин. Рассмотрена динамика внедрения на активах компании элементов точечных и распределенных модулей стационарного геомониторинга, приведены расчеты экономической эффективности внедрения точечных мониторинговых систем. Новизна и системность разработки подтверждены анализом полученных авторами патентов и прочими результатами интеллектуальной деятельности.

**Ключевые слова:** промыслово-геофизические исследования (ПГИ), гидродинамические исследования скважин ГДИС, горизонтальные скважины, горизонтальные скважины с многостадийным ГРП (ГС с МГРП), нетрадиционные запасы углеводородов, перманентные датчики и мониторинговые системы, нагнетательные скважины, каротаж в процессе разработки

INTELLECTUAL WELL-TEST AND PLT REMOTE MONITORING DOWNHOLE SYSTEM DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION FOR PRODUCING OIL WELLS

**A.I. Ipatov, M.I. Kremenetskiy, A.A. Pustovskih, I.S. Kaeshkov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

**D.U. Kolupaev**

Gazpromneft-Khantoss LLC, RF, Khanty-Mansiysk

The results of long-term Gazprom-Neft well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation are gathered in the paper. Implementation dynamics of single-gauges and distributed gauges elements (stationary monitoring system) on the Gazprom-Neft oilfields is discussed; cost-effectiveness calculations of such usage are set. Novelty and complexity is proved by the analysis of author's patents and further intellectual activity results.

**Keywords:** PLT, well-test, horizontal wells, multifractured horizontal wells, unconventional hydrocarbon reserves, permanent gauges and monitoring systems, injection wells, LWP

**DOI:** [10.24887/2587-7399-2019-4-38-47](https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-4-38-47)

## ВВЕДЕНИЕ

Работа выполнена в 2012–2018 гг. в рамках целевой научно-технической программы «Газпром нефти» двумя организациями: Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» (теоретическая и методическая поддержка, обработка и анализ данных, разработка программно-алгоритмического обеспечения) и ООО «Газпромнефть-Хантос» (разработка и внедрение технологии, опытно-промышленное опробование скважин).

## ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИКО- ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

До настоящего времени в России не было оперативной, надежной, дешевой универсальной цифровой технологии эффективного контроля эксплуатации и мониторинга добывающих нефтяных скважин. Особые трудности в этом направлении возникли в последние годы, когда нефтяные компании пере-

шли на массовое применение бурения горизонтальных скважин (ГС), проведение объемных многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП), разработку низкопроницаемых колленторов с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), составляющих в настоящее время большую часть запасов углеводородного сырья.

Фактически не существует подобных универсальных технологий и за рубежом, так как стоимость разработанных там высокотехнологичных систем стационарного удаленного геомониторинга настолько высока, что они используются только в единичных скважинах на шельфовых месторождениях, разрабатываемых с морских платформ.

В России каждая добывающая нефтяная компания пытается решать задачу повышения эффективности гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи с привлечением различных технических средств, как правило, опираясь на общеизвестные методики интерпретации и анализа, не предназначенные для глубинных дистанционных информационно-измерительных систем (ИИС) и не адаптированные под новые задачи. Кроме того, отсутствуют соответствующие федеральные руководящие документы.

Для дочерних структур «Газпром нефти», на объектах которых доля ТРИЗ постоянно растет, интеллектуальное заканчивание высокотехнологичных скважин, а также удаленная цифровая непрерывная диагностика забойных параметров могли бы быть даны положительный эффект. Чтобы реализовать данный потенциал, необходимо:

- найти способы снижения расходов на обустройство скважин глубинными стационарными информационно-измерительными системами (СИИС);
- определить подходы к извлечению из избыточных, на первый взгляд, цифровых данных дистанционного перманентного геомониторинга надежных количественных критериев, требуемых для настройки соответствующих гидродинамических моделей для систем скважина – пласт(ы).

Указанные условия необходимы для получения экономического эффекта от цифровизации и оптимизации разработки путем оперативного управления работой скважин и пластов. Однако цель создания СИИС удаленного непрерывного гидродинамико-геофизического мониторинга при обустройстве эксплуатационных скважин не сводится только к достижению максимальной цифровизации и оперативности при проведении диагностики работы скважин и пластов.

Реальной технической задачей становится уменьшение потерь добычи продукции, связанных с необходимостью длительных простоев добывающих скважин при проведении в них стандартных комплексов промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических (ГДИС) исследований, предписанных в РФ лицензионными соглашениями и федеральными регламентными документами с целью обеспечения должного контроля разработки. Рассмотрим один из типичных аспектов данной проблемы.

Для достижения требуемого согласно положениям действующих отраслевых руководящих документов уровня информативности ГДИС (получение количественных оценок текущей фазовой проницаемости, скин-фактора призабойной зоны пласта, уточнение геометрии залежи, учет фактора влияния соседних скважин и др.) длительность вынужденной остановки добывающей скважины при проведении традиционного исследования с записью кривой восстановления давления (КВД) для пластов с абсолютной проницаемостью  $(0,1-2) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (что соответствует категории ТРИЗ) составит десятки суток или даже месяцы (для фиксации режима радиального притока).



## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА СИИС, ДО НАСТОЯЩЕГО ВРЕМЕНИ ЭПИЗОДИЧЕСКИ ПРИМЕНЯЕМЫЕ В РАЗНЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЯХ, ПОДТОЛКНУЛИ К СОЗДАНИЮ И РАЗВИТИЮ НОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НАПРАВЛЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОМ ДЕЛЕ – СТАЦИОНАРНОГО УДАЛЕННОГО ГИДРОДИНАМИКО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Как правило, нефтяные компании на месторождениях ТРИЗ на это не идут, проводя заведомо некондиционные короткие записи КВД. В итоге либо фактически сокращается объем ГДИС в процессе эксплуатации, либо они выполняются некорректно, что отражается как на изученности объектов разработки и эффективности применяемых на их основе геолого-технических мероприятий (ГТМ) (включая бурение новых скважин), так и на решениях по оптимизации системы разработки.

Аналогичная ситуация сложилась и в области ПГИ, особенно в высокотехнологичных скважинах. Кроме того, из-за произошедшего в последние годы в России массового перехода добывающих нефтяных компаний на бурение ГС, в том числе многоствольных, а также ГС с МГРП, удельные расходы на проведение традиционных ПГИ кратно выросли. Это связано с тем, что при их выполнении требуется обеспечивать высокотехнологич-

ную доставку геофизических приборов под насос в протяженный (до 1–2 км) горизонтальный ствол и осуществлять при этом вызов притока на технологической депрессии с использованием электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Поскольку стоимость этих технологий достаточно высока, объективно актуализировалась задача проведения в режиме реального времени непрерывных измерений встроенными в компоновки глубинного и насосного оборудования геофизическими и гидродинамическими датчиками СИИС. Геофизические и гидродинамические средства СИИС, до настоящего времени эпизодически применяемые в разных нефтяных компаниях, подтолкнули к созданию и развитию нового технологического направления в нефтегазопромысловом деле – стационарного удаленного гидродинамино-геофизического мониторинга добывающих скважин.

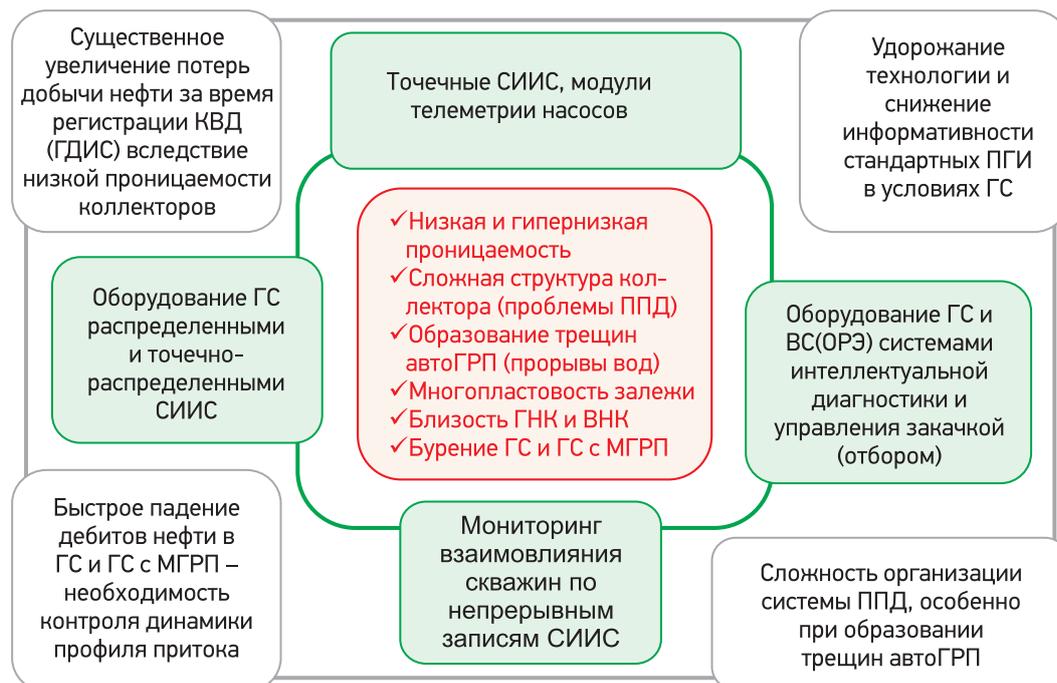
Наиболее актуальным это направление стало и для «Газпром нефти» в связи с переходом компании на разработку активов с низкопроницаемыми коллекторами с ТРИЗ, где традиционные комплексы ПГИ и ГДИС недостаточно эффективны.

Необходимость перехода от традиционных ПГИ и ГДИС на мониторинг в процессе разработки – LWP-мониторинг (т.е. дистанционную гидродинамино-геофизическую мониторинговую систему на основе модулей СИИС) показана на рис. 1.

Решение данной задачи на объектах «Газпром нефти» на первом этапе (до 2014 г.) было реализовано путем модернизации стационарных датчиков давления и температуры (датчиков телеметрических систем насосов), изначально устанавливаемых с целью контроля чисто эксплуатационных параметров. Меры, принятые в компании «Газпром нефть» для перехода от датчиков-индикаторов на сертифицированные высокочувствительные средства измерения давления и температуры, а также направленные на расширение памяти регистрирующих устройств, позволили обеспечить прямой способ дистанционной регистрации забойного давления и беспроводную передачу этих данных в обрабатывающие центры.

Таким образом, на первом этапе развития точечных (единичных) датчиков СИИС удалось реализовать концепт так называемого пассивного эксперимента при разработке залежей, предусматривающего максимальное использование при удаленной диагностике и управлении забойными параметрами встроенных в глубинное скважинное оборудование цифровых измерительных и телеметрических систем. В результате на основных активах «Газпром нефти» удалось:

- отказаться от применения не всегда корректных средств эхолокации для оценки забойных давлений по динамическим уровням;
- получать данные о забойных параметрах в режиме реального времени с высокой точ-



**Рис. 1.** Актуальность перехода от традиционных исследований ПГИ и ГДИС на глубинные дистанционные СИИС (ППД – поддержание пластового давления; ГНК, ВНК – соответственно газо- и водонефтяной контакт; ВС – вертикальная скважина; ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация)

ностью; чувствительность датчиков давления (все – сертифицированные средства измерения) в настоящее время составляет 0,0001–0,001 МПа;

– перейти на выполнение более 95 % объемов плановых ГДИС в добывающем фонде скважин с помощью стационарных точечных измерительных систем (без привлечения к ГДИС геофизических сервисов);

– разработать методологию и алгоритмы программного обеспечения, позволившие отказаться от практики применения затратных технологий на основе записей длительных КВД и перейти преимущественно на технологии записи долговременных кривых стабилизации давления (КСД), которые регистрируются после запуска скважины в работу (при этом процесс регистрации может длиться годами), сопровождающиеся вспомогательными кратковременными записями кривых восстановления уровня (КВУ) при технологических остановах.

В результате на объектах компании «Газпром нефть» уже на начальном этапе внедрения точечных СИИС удалось многократно сократить потери добычи нефти от вынужденных длительных остановок добывающих скважин без потери информативности и качества самих записей ГДИС. Благодаря использованию технических средств удаленного управления частотой двигателя ЭЦН, а также на основе получаемой с помощью телеметрических наземных беспроводных систем непрерывной скважинной информации с замерами забойного давления и нестационарными циклами ГДИС стало возможным осуществлять оперативное управление режимами отбора продукции, с численным обоснованием оптимального режима работы всей лифтовой системы скважина – пласт(ы). Данный технологический принцип является основой широко рекламируемой и обсуждаемой в мире концепции Smart Well или «умной (цифровой) скважины».

Масштабное внедрение проекта Smart Well на объектах «Газпром нефти» с охватом практически всего добывающего механизированного фонда скважин было осуществлено в 2014 г. Это позволило при значительном сокращении плановых потерь добычи нефти, связанных с проведением ГДИС и ПГИ, получать экономические эффекты в рамках составляющих комплексной технологии контролируемой и управляемой разработки нефтяных месторождений (как для вертикальных и наклонно направленных скважин, так и для ГС). Указанный эффект достигается за счет:

- адресного усиления системы ППД;
- выравнивания профилей приемистости с предотвращением прорывов воды по так называемым нестабильным трещинам автоГРП;
- оптимизации работы насосов;
- подбора скважин-кандидатов для повторного ГРП и других факторов.

## МЕРЫ, ПРИНЯТЫЕ В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ДЛЯ ПЕРЕХОДА ОТ ДАТЧИКОВ-ИНДИКАТОРОВ НА СЕРТИФИЦИРОВАННЫЕ ВЫСОКОЧУВСТВИТЕЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ, А ТАКЖЕ НАПРАВЛЕННЫЕ НА РАСШИРЕНИЕ ПАМЯТИ РЕГИСТРИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ, ПОЗВОЛИЛИ ОБЕСПЕЧИТЬ ПРЯМОЙ СПОСОБ ДИСТАНЦИОННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И БЕСПРОВОДНУЮ ПЕРЕДАЧУ ЭТИХ ДАННЫХ В ОБРАБАТЫВАЮЩИЕ ЦЕНТРЫ

Точечные модули СИИС глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга в своем развитии (2014–2018 гг.) позволили решать указанные задачи на объектах «Газпром нефти», что в совокупности с проведением ГТМ, обоснованных этими мониторинговыми данными, дало значительный экономический эффект, выраженный в дополнительной добыче нефти. Только для Южно-Приобского месторождения ежегодный эффект оценивается в 880 тыс. т дополнительно добытой нефти, не считая эффекта от снижения эксплуатационных затрат.

В повышение информативности и рентабельности стационарных систем геомониторинга при их использовании в процессе разработки месторождений высокотехнологичными ГС свой вклад вносят и так называемые «распределенные» по всему стволу СИИС, выполненные на основе:

– оптоволоконных кабелей-сенсоров (прежде всего по технологии DTS для измерения тепловых полей на принципе рассеяния Рамана) [1];

– точно-распределенных индикаторных систем, встраиваемых в приточные мандрели (порты и фильтры) компоновок заканчивания ГС.

В настоящее время СИИС данного типа проходят активную апробацию как в компании «Газпром нефть», так и в других крупных нефтяных компаниях в России и в мире. Однако помимо их индивидуальной адаптации очень важно выработать систематику применения элементов СИИС на месторождениях, включая методологию проведения целевых исследований, технологии сбора

данных, интерпретации и анализа получаемых результатов, в том числе на основе специально разработанных цифровых симуляторов, учитывающих и корректно оценивающих наблюдаемые в работающих ГС физико-химические процессы.

По мнению авторов, повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа (особенно для активов ТРИЗ) возможно в первую очередь на базе системного (комплексного) применения уже прошедших успешную адаптацию измерительных диагностических средств СИИС, с учетом проведенной экспертной оценки их фактической информативности и достоверности. С этой целью специалисты «Газпром нефти» в период 2012–2018 гг. целенаправленно осуществляла выбор, опробование, адаптацию, оценку информативности и внедрение специализированного технологического оборудования и технических средств глубинных точечных и распределенных СИИС.

Результатом данного многолетнего анализа и теоретического обоснования дистанционного стационарного мониторинга в рассматриваемой области стал, в частности, монографический труд коллектива специалистов Научно-Технического Центра «Газпром нефти» [2], где были обоснованы основные технологические подходы и требования к обустройству добывающих скважин системами точечных и распределенных дистанционных СИИС, а также предложены алгоритмы интерпретации и анализа данного типа цифровой информации.

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ГИДРОДИНАМИКО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Работы по внедрению комплексной системы гидродинамико-геофизического мониторинга включали:

- а) разработку концепции, теории и методики выполнения исследований на этапах создания геомониторинговой стационарной дистанционной системы и ее применения для оптимизации эксплуатации месторождений;
- б) формулировку задач, решение которых позволит создать эффективную систему стационарного мониторинга добывающих нефтяных скважин;
- в) разработку нормативно-методического, методико-алгоритмического и программного обеспечения для проведения, обработки, количественной интерпретации, документирования и анализа результатов цифрового непрерывного мониторинга (в том числе, алгоритмов обработки больших массивов данных);
- г) разработку технологии применения стационарных комплексов СИИС, а также требований к охвату и созданию опорных сетей наблюдения;
- д) модернизацию оборудования и измерительных средств СИИС;
- ж) опытно-промышленную апробацию оборудования, технологий и аппаратных средств СИИС при работе в различных типах добывающих скважин (вертикальных, горизонтальных, с МГРП и др.);
- з) разработку технологии оценки информативности получаемых записей, алгоритмов их интерпретации применительно к основным типам СИИС;
- е) формирование пакета патентов на основе решений поставленных задач.

На первом этапе внедрения на объектах «Газпром нефти» была модернизирована и повсеместно реализована система точечных СИИС, устанавливаемых на серийном насосном оборудовании. Это позволило обеспечить прямой способ дистанционной непрерывной регистрации забойного давления и оперативную передачу полученных данных в обрабатывающие центры. Благодаря внедрению сертифицированных средств измерения давления и увеличению их чувствительности до 0,0001–0,001 МПа программа плановых ГДИС была полностью пересмотрена. В результате регламентные ГДИС в добывающих скважинах проводятся без привлечения геофизических сервисов и длительных остановок скважин на замеры КВД и КВУ. Более того, переход на технологии записи долговременных КСД позволил дополнительно обеспечить контроль в режиме реального времени:

- изменения пластового давления;
- динамики скин-фактора (показатель кольматации прискважинной зоны) при дополнительных фиксациях кратковременных КВУ;
- влияния соседних добывающих и нагнетательных скважин, что позволило предотвра-

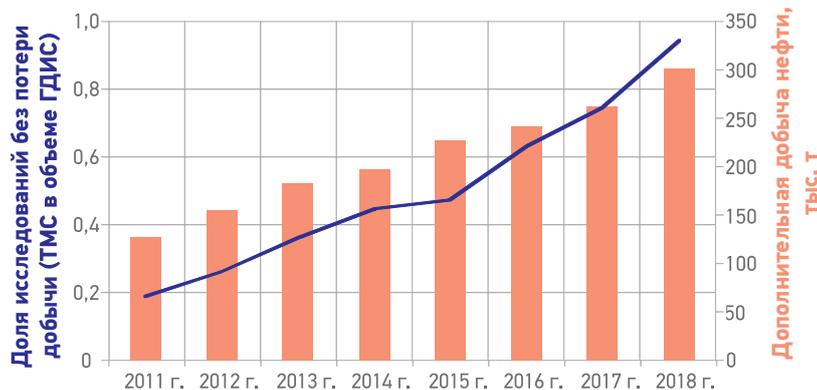


Рис. 2. Дополнительная добыча нефти после перехода на проведение ГДИС по показаниям точечных дистанционных СИИС (ТМС – телеметрические системы)

тить прорывы воды от нагнетательных скважин и соответственно добиваться выравнивания фронта вытеснения нефти водой.

На данном этапе за счет внедрения простейших точечных дистанционных СИИС удалось многократно сократить потери добычи нефти из-за вынужденных длительных остановок добывающих скважин (рис. 2).

В данной инновации компания «Газпром нефть» была первой в России. В качестве полигона было выбрано Южно-Приобское месторождение. Внедрение технологии позволило: отказаться от некорректных определений забойного давления по динамическим уровням, проводить ГДИС практически со 100%-ным охватом добывающего фонда, оценивать взаимовлияние скважин (принцип гидропрослушивания), динамику скин-фактора и пластового давления. Специалисты компании обосновали и защитили в ЦКР Роснедра (протокол № 3820 от 14.09.2006 г.) технологию замены записи длительных КВД и КВУ на записи долговременных КСД с кратковременными КВУ (технологические перерывы в работе ЭЦН), позже оформленную как патент. На примере Южно-Приобского месторождения (годовая добыча в 2018 г. составила более 11 409 тыс. т нефти), где ежегодный эффект от внедрения точечных СИИС оценивается на уровне 880 тыс. т дополнительно добытой нефти, можно сделать вывод, что оптимизация добычи за счет уже внедренных средств СИИС дает совокупный эффект 7,7 % уровня добычи месторождения. Составляющие экономического эффекта следующие:

- оптимизация работы насосов (потенциал насосов оценивался по динамике данных СИИС) – более 1,8 %;
- подбор скважин-кандидатов для повторного ГРП с учетом интерференции соседних скважин (благодаря оценке взаимовлияния скважин по датчикам СИИС) – более 1,3 %;
- выравнивание профиля приемистости с перераспределением закачки воды (включая снижение объемов закачки для исключения прорывов воды по трещинам автоГРП) – более 1,8 % (без учета эффекта от снижения непроизводительной закачки);
- адресное усиление системы ППД – 1,7 %;
- снижение прямых потерь добычи нефти вследствие замены комплексов ГДИС (с записью КВД и КВУ) на СИИС с регистрацией КСД в режиме реального времени – не менее 1,1 %.

На указанном этапе помимо точечных СИИС, обеспечивающих замеры ГДИС, применялись и многоточечные СИИС с автономными и дистанционными комплексами датчиков ПГИ (расходомер, влагомер, термометр, манометр), устанавливаемых на разных глубинах в

вертикальных и наклонно направленных скважинах (обычно – в кровле совместно разрабатываемых нефтяных пластов).

Дистанционный способ передачи с таких комплексных СИИС (например, при использовании модификации системы «Спрут», разработанной НПФ «Геофизика») обеспечивался двумя способами:

- 1) для добывающих скважин – через силовую кабель, сочлененный в погружном блоке телеметрии насоса с дополнительным кабелем-гирляндой, при подвешивании последнего под ЭЦН в интервале перфорированных пластов;
- 2) для нагнетательных скважин с оборудованием одновременно-раздельной закачки – через дополнительный кабель.

## НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫМИ ОБЪЕКТАМИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ОПТОВОЛОКОННЫХ СИСТЕМ ПРИЗНАНЫ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ С ТРИЗ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГС С МГРП

Совместно с созданной на Южно-Приобском месторождении опорной сетью скважин, оснащенных байпасным оборудованием Y-Tool, данный тип точечно-распределенных СИИС позволил вести выборочный мониторинг работы добывающих скважин, эксплуатируемых по технологии ОРЭ. Результатом данного типа стационарного геомониторинга явилось получение достоверной количественной информации:

- о профиле и составе многокомпонентного притока (в условиях насосной эксплуатации объектов);
- об изменениях текущих индивидуальных энергетических и фильтрационных параметров разрабатываемых нефтяных пластов;
- о нарушениях равномерности выработки многопластовой залежи;
- о возникновении внутриколонных перетоков после остановки скважины.

На следующем (начиная с 2014 г.) этапе внедрения геомониторинговых глубинных СИИС (включая распределенные оптоволоконные системы термомониторинга DTS и индикаторные (трассерные) системы мониторинга профиля и состава притока) объектами апробации стали ГС с МГРП.

Подробно результаты данных работ описаны в работе [3], где представлены заключения экспертов компании «Газпром нефть» относительно информативности и эффективности новых методов дистанционного распределенного мониторинга, а также апробированных на объектах «Газпром нефть» способов

доставки оборудования с распределенными СИИС в горизонтальный ствол.

Способ доставки оптоволоконных кабель-измерительных систем на НКТ уменьшенного диаметра имеет преимущества при длительных сроках мониторинга, в то время как технология доставки СИИС на гибких НКТ применяется при непродолжительных сроках. Объем апробации распределенных мониторинговых систем на месторождениях «Газпром нефти» и совместных активах на конец 2018 г. составил:

- оптоволоконные термические системы DTS – 15 скважин;
- оптоволоконные акустические системы DAS – 3 скважины;
- оптоволоконные системы контроля забойного давления – 2 скважины;
- точно-распределенные индикаторные системы – 8 скважин.

## С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНЫ АКТУАЛЕН ПЕРЕХОД НА КОНТРОЛИРУЕМУЮ И УПРАВЛЯЕМУЮ ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ГАРАНТИРОВАННО ОБЕСПЕЧИВАЮЩУЮ ПРОЕКТНЫЕ УРОВНИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ОСОБЕННО В УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРИЗ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ, ГС С МГРП, ГС С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ КОМПОНОВОК ЗАКАНЧИВАНИЯ, ВКЛЮЧАЯ СИИС

Мероприятия по оптимизации технологий промыслово-геофизического и гидродинамического стационарного мониторинга ГС, многоствольных ГС и ГС с МГРП в первую очередь нацелены на решение следующих задач.

– Анализ эффективности пробуренных ГС с МГРП: подтверждение работы отдельных интервалов/портов (оценка их вклада в суммарный дебит, состав притока) с фиксацией по стволу ГС местоположения и параметров трещин гидроразрыва, а также возможных нарушений в компоновке заканчивания (например, негерметичности пакеров).

– Принятие решений о необходимости проведения работ для восстановления продуктивности скважин на основании данных о текущем профиле притока: очистки ствола от шлама, повторные селективные МГРП, изоляции интервалов с прорывом воды (газа).

– Оценка степени выработки пласта, выявление недренируемых интервалов, определение межскважинных зон с невыработанными запасами (целиками) нефти на основе исследований динамики профилей

притока и приемистости ГС во времени.

Наиболее актуальными объектами для исследования с помощью распределенных оптоволоконных систем признаны залежи нефти с ТРИЗ, разрабатываемые преимущественно ГС с МГРП. У данного вида глубинных стационарных измерительных систем при ведении долговременного мониторинга в ГС есть ряд существенных преимуществ по сравнению с традиционными «разовыми» комплексами ПГИ:

– возможность установки ниже подвески насосного оборудования непосредственно в ствол ГС на длительный срок (например, на весь межремонтный период или дольше);

– проведение измерений в режиме реального времени для всего профиля ствола с обеспечением перманентной работы СИИС (некоторое снижение чувствительности по температуре компенсируется получением больших массивов данных в первые минуты после пуска скважины);

– значительный экономический эффект, поскольку число замеров и их периодичность не ограничены, а удельная стоимость за продолжительный период мониторинга минимальна (особенно при значительном охвате, т.е. большом числе одновременно исследуемых скважин);

– возможность подъема насосного оборудования (при текущем ремонте скважин) без изъятия из горизонтального ствола измерительных датчиков (при использовании в системе телеметрии СИИС индукционных разъединителей, а также при применении ЭЦН малого габарита, спускаемого в НКТ на кабеле);

– возможность совместить СИИС с системой управления элементами подземного оборудования (концепция активной ICD в Smart Well).

Стоимость оборудования механизированной ГС со стационарной распределенной измерительной системой DTS в целом сопоставима со стоимостью выполнения разового высокотехнологичного комплекса ПГИ (PLT). Однако данное оборудование позволяет выполнять непрерывный дистанционный мониторинг работы скважины в течение длительного периода (месяцы или годы).

В результате анализа и систематизации результатов, полученных с помощью распределенных СИИС к 2019 г., а также на основе цифрового моделирования на термогидродинамических симуляторах, были сделаны теоретические обоснования по основным исследуемым забойным параметрам (давление, температура, фазовый расход). Это позволило для распределенных и точно-распределенных СИИС разработать необходимую методическую [2] и нормативную (М-01.05.01.05-

01. Методические указания по проведению скважинных исследований (ПГИ). – 2018 г.; М-01.05.02.01-01. Методические указания по проведению скважинных исследований (ТИ и ГДИС). – 2017 г.) базу с целью их последующего широкого внедрения на месторождениях компании «Газпром нефть». Кроме того, были сформулированы рекомендации и временные ограничения для прошедших апробацию высокотехнологичных СИИС [3].

Таким образом, задача создания на месторождениях «Газпром нефти» современной цифровой СИИС глубинного геомониторинга при разработке нефтяных залежей, несмотря на реализацию отдельных этапов с видимым экономическим эффектом, по-прежнему остается в одной из первоочередных задач программы технологического развития. За 2012–2018 гг. были достигнуты следующие результаты:

– изучены и отобраны на мировом рынке наиболее практичные и экономичные глубинные СИИС;

– проведена поэтапная апробация СИИС на объектах компании с учетом разных геолого-эксплуатационных условий разрабатываемых активов;

– разработано методико-алгоритмическое обоснование;

– обоснованы требования к созданию на месторождениях компании опорных сетей стационарного геомониторинга.

Следует отметить, что на момент начала работы специалистов «Газпром нефти» над данным комплексным проектом в России не было готовых технологических решений, а стоимость зарубежных разработок была значительно выше стоимости решений, в настоящее время рекомендованных к применению на объектах «Газпром нефти». Значительная часть измерительного инструментария и оборудования была кардинально изменена компаниями-подрядчиками по скорректированным техническим заданиям, в том числе и в плане снижения их стоимости.

### **ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО ГИДРОДИНАМИКО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА**

Внедрение элементов системы дистанционного геомониторинга позволило получить ряд прямых и косвенных экономических выгод. Расчет технико-экономических показателей выполнен по показателям 2018 г. двумя способами.

1. Для одного текущего актива ООО «Газпромнефть-Хантос» Южно-Приобского ме-

сторождения, где для расчетов взят экономический эффект, выраженный в ежегодной дополнительной добыче нефти по составляющим:

а) снижение прямых потерь добычи нефти, вызванных остановками скважин для проведения плановых ГДИС (периодичность и охват определены регламентным документом М-01.05.02.01-01), за счет замены стандартных технологий записи КВД-КВУ, предусматривающих длительный простой скважин, на исследования способом КСД, проводимые в режиме реального времени точечными модулями СИИС – 1,16 % общей добычи актива;

б) подбор скважин-кандидатов для повторного ГРП с учетом определенных по данным ГДИС текущего пластового давления и скин-фактора.

В 2018 г. ежемесячно выполнялись повторные ГРП примерно в 22 скважинах, из которых неудачные (по статистике 16 %) скважины-кандидаты отсеивались и заменялись на основании результатов ГДИС, полученных с помощью модулей СИИС. В среднем прирост добычи после повторного ГРП на данном месторождении был равен 10 т/сут, следовательно, эффект от СИИС составил 1,35 % общей добычи актива.

2. Для остальных текущих активов «Газпром нефти» в расчетах учитывался только экономический эффект, выраженный в ежегодной дополнительной добыче нефти по первой составляющей а).

Общий ежегодный чистый денежный поток от дополнительно добытой нефти за счет разработки и внедрения элементов дистанционной системы глубинного геомониторинга составил 2,17 млрд руб.

Данный расчет может быть отнесен к наиболее консервативному варианту оценки экономического эффекта, так как не учитывает сокращение эксплуатационных расходов и косвенный эффект от реализации точечных СИИС.

### **ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА**

В настоящее время для большинства российских нефтяных компаний, разрабатывающих объекты с долей ТРИЗ 50 % и более, интеллектуальное заканчивание высокотехнологичных скважин, а также удаленная цифровая непрерывная диагностика забойных параметров дают существенный эффект благодаря снижению эксплуатационных затрат и уменьшению потерь добычи нефти.

Дальнейшее повышение эффективности ПГИ и ГДИС в высокотехнологичных ГС,

а также повышение эффективности самой разработки активов с ТРИЗ связано с переходом от разовых исследований к долгосрочным мониторинговым наблюдениям распределенными по всему стволу СИИС. В настоящее время наиболее перспективными из них являются оптоволоконные СИИС, адаптированные для удаленного измерения по всему профилю скважины температуры, а также точечно-распределенные оптоволоконные системы (на основе решеток Брэгга). Точечно-распределенные СИИС индикаторного типа на этапе их опробования в «Газпром нефти» не смогли подтвердить своей надежности и, видимо, требуют значительной доработки. Для возможности применения СИИС распределенных типов на большем числе объектов нефтедобычи в рамках корпоративной программы Технологической Стратегии ведется проработка методологической и технической составляющих мониторинговых исследований. Результатом этого этапа работ должна стать выработка рекомендаций для их тиражирования в условиях бурения скважин с горизонтальным окончанием.

Кроме того, в качестве развития распределенных технологий рассматриваются и принципиально новые виды СИИС, например, разработанная совместно со специалистами ИТМО распределенная термоанемометрия на основе оптоволоконных сенсоров (распределенные DTS в комбинации с точечными измерительными элементами на основе решеток Брэгга), а также много-точечных нагревателей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С точки зрения энергетической безопасности страны актуален переход на контролируемую и управляемую добычу углеводородного сырья, гарантированно обеспечивающую проектные уровни добычи нефти, особенно в условиях разработки месторождений с ТРИЗ горизонтальными скважинами, ГС с МГРП, ГС с применением интеллектуальных компоновок заканчивания, включая СИИС.

При этом необходимо отметить, что в реализации данного проекта первостепенную роль имеют технологические и программно-методические новшества (результаты интеллектуальной деятельности (РИД), работа над которыми, в частности, постоянно ведется в дочерних структурах «Газпром нефти».

На рис. 3 показано, как по замыслу авторов выглядит интеллектуальное наполнение системы дистанционного мониторинга. Причем, кроме уже имеющегося в Научно-Техническом Центром «Газпром нефти» пакета из семи патентов (см. таблицу, раздел I), пяти актуальных заявок на изобретения, поданных на рассмотрение в Роспатент в 2018 г. (см. таблицу, раздел II), а также шести совместных с ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» патентов по данному направлению (см. таблицу, раздел III), в ближайшее время предусмотрено создание и оформление значительного числа дополнительных элементов РИД (см. таблицу, раздел IV).

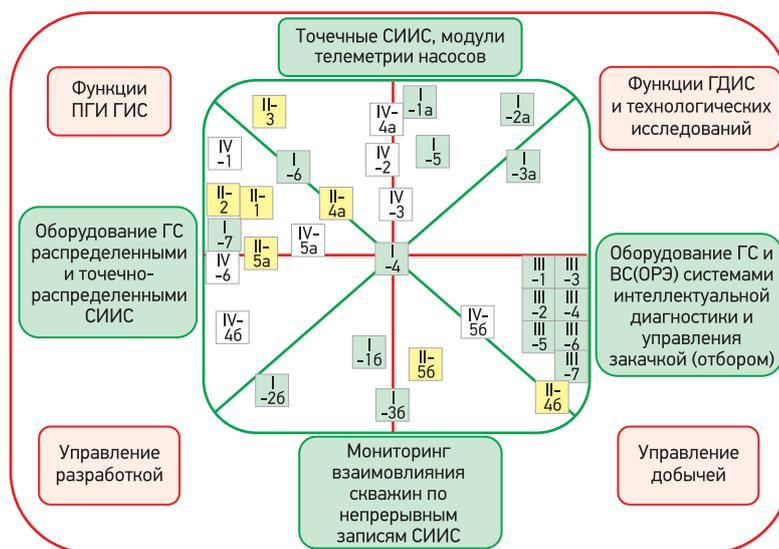


Рис. 3. Покровение РИД дистанционной системы интеллектуального гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин в компании «Газпром нефть» (номера технологий (патенты, РИД) в центральном поле даны согласно нумерации, приведенной в таблице)

| Раздел/№ | Назначение способа  | Номер патента | Решаемая задача   | Группа СИИС (выделены зеленым цветом на рис. 3)    | Группа функций (выделены красным цветом на рис. 3) |
|----------|---|---------------|---|--|--|
| I/1      | Гидродинамические исследования нагнетательных скважин                                 | 2473804       | Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), управление трещиной автоГРП (б)   | Точечные   | ГДИС   |
| /2       | Определение фильтрационных параметров пласта  | 2476669       | Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), анализ взаимовлияния скважин (б)  | Точечные   | ГДИС   |
| I/3      | Определение фильтрационных свойств совместно работающих пластов                       | 2476670       | Мониторинг гидродинамических параметров пласта (а), управление выработкой пласта (б)  | Точечные   | ГДИС   |
| I/4      | Получение 3D распределения проницаемости пласта                                       | 2479714       | Адаптация 2D, 3D цифровых моделей резервуаров   | Все типы СИИС                                      | Все функции  |
| I/5      | Определение работающих интервалов и источников обводнения в нефтяной ГС               | 2482271       | Мониторинг гидродинамических параметров пласта, повышение надежности адаптации цифровых моделей резервуаров   | Точечные   | ГДИС   |
| I/6      | Определение работающих интервалов и источников обводнения в нефтяной ГС               | 2490450       | Определение профиля и состава притока в ГС (используется закачка контрастного меченого вещества в пласт)  | Точечные и распределенные                          | ПГИ  |
| I/7      | Определение работающих интервалов в ГС  | 2541671       | Определение профиля притока и состава притока в ГС (используются возможности измерения теплового поля непосредственно после пуска скважины)                   | Распределенные (DTS)                               | ПГИ  |
| II/1     | Количественная оценка профиля притока в ГС с МГРП                                     | 2701272       | Оценка профиля притока в условиях искусственного теплового воздействия при большеобъемном ГРП   | Распределенные                                     | ПГИ  |
| II/2     | Количественная оценка профиля притока в мало- и средне- дебитных ГС с МГРП            | 2018141026    | Повышение чувствительности при оценке профилей притока, поглощения методом термоанеметрии   | Распределенные<br>точечно-<br>распределенные (DTS) | ПГИ  |
| II/3     | Количественная оценка профиля и состава притока в малодебитных скважинах              | 2018138217    | Оценка профилей притока на основе скважинного видео в газовых и обводненных скважинах   | Точечные   | ПГИ  |
| II/4     | Оценка межпластовых внутриколонных перетоков  | 2018140135    | Диагностика и оценка перетока на основе нестационарной термометрии в насосных скважинах   | Точечные и распределенные                          | ПГИ  |
| II/5     | Долговременный распределенный мониторинг профиля притока в ГС, оборудованной ЭЦН      | 2019120315    | Мониторинг профиля и состава притока в ГС, доставка СИИС под малогабаритный ЭЦН (а), управление добычей – оптимизация режима (б)                              | Распределенные (DTS, DAS)                          | ПГИ  |
| III/1    | Мониторинг многопластовой скважины с устранением пластовых перетоков                  | 2368772       | Мониторинг в многопластовой ВС, управление добычей (устранение перетоков)   | Точечные, распределенно-точечные                   | ПГИ  |
| III/2    | Добыча нефти и газа из многопластовой скважины  | 2377394       | Управление добычей (оптимизация глубины спуска насоса)  | Точечные   | ПГИ  |
| III/3    | Добыча нефти и газа из многопластовой скважины и устройство для осуществления способа | 2391494       | Управление добычей (устранение перетоков)   | Точечные   | ПГИ  |
| III/4    | Добыча нефти и газа, устройство для осуществления способа                             | 2391493       | Управление добычей (оптимизация лифта с газожидкостной продукцией)  | Точечные   | ПГИ  |
| III/5    | Повышение дебита скважины   | 2400623       | Управление добычей (устранение перетоков)   | Точечные   | ПГИ  |
| III/6    | Мониторинг многопластовой скважины  | 2387824       | Мониторинг в многопластовой ВС, управление добычей  | Точечные, распределенно-точечные                   | ПГИ и ГДИС   |
| IV/ 1    | Диагностика технического состояния и работающих толщин                                | Проект заявки | Исследование пространственного распределения источника шума   | Точечные   | ПГИ  |
| IV/2     | Определение профиля проницаемости при ГРП   | Проект заявки | Исследование характера релаксации теплового воздействия на трещину с формированием и оценкой проницаемости по параметрам теплового поля с линейной симметрией | Точечные   | ПГИ  |
| IV/3     | Определение профиля проницаемости при мини-ГРП  | Проект заявки | Оптимизация технологии проведения исследований с целью определения профиля проницаемости слоистого коллектора по релаксации теплового воздействия мини-ГРП    | Точечные   | ПГИ и ГДИС   |
| IV/4     | Диагностика эффективности работы портов МГРП  | Проект заявки | Определение фильтрационно-емкостных свойств и совершенства вскрытия в локальных зонах трещин (а), управление разработкой (б)                                  | Точечные, распределенные                           | ПГИ и ГДИС   |
| IV/5     | Экспресс-оценка профиля приемистости по данным термометрии                            | Проект заявки | Экспрессный способ определения доли пластов в закачке (а), управление добычей (б)   | Распределенные точечные                            | ПГИ  |
| IV/6     | Определение профиля притока в ГС по результатам термометрии                           | Проект заявки | Оптимизация времени и длительности регистрации термограмм для оценки доли пластов в притоке по технологии фон – воздействие – измерение                       | Распределенные точечные                            | ПГИ  |

#### Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 796 с.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Клешиков И.С. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании «Газпром нефть» // PRONEFT. – 2017. – № 3. – С. 55–64.
3. Промыслово-геофизический контроль разработок пластов со сложным заканчиванием. Опыт компании «Газпром нефть» / А.В. Биллинчук, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 34–37.

#### References

1. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., *Statsionarnyy gidrodinamiko-geofizicheskiy monitoring razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* (Stationary hydrodynamic-geophysical monitoring of the development of oil and gas fields), Moscow – Izhevsk: Publ. of Institute of Computer Science, 2018, 796 p.
2. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kleshkov I.S., *Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft* (In Russ.), PRONEFT: Professional'no o nefi, 2017, no. 3, pp. 55–64.
3. Billinchuk A.V., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Sitnikov A.N., et al., *Evolution of production logging in low permeability reservoirs at horizontal wells, multiple-fractured horizontal wells and multilateral wells. Gazprom Neft experience* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2018, no. 12, pp. 34–37.

УДК

622.276.1/.4.001.57

© В.А. Начев,

А.В. Казак,

С.Б. Турунтаев, 2019

# ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В МИКРО- И НАНОМАСШТАБАХ

**В.А. Начев**

Сколковский институт науки и технологий, Московский физико-технический институт (НИУ),  
Институт динамики геосфер РАН

**А.В. Казак**, к.ф.-м.н.

Сколковский институт науки и технологий

**С.Б. Турунтаев**, д.ф.-м.н.

Институт динамики геосфер РАН

**Электронные адреса:** Victor.Nachev@skoltech.ru, Nachev@phystech.edu, A.Kazak@skoltech.ru,  
stur@idg.chph.ras.ru

Надежный прогноз распространения трещин в ходе гидравлического разрыва пласта (ГРП) в нетрадиционных коллекторах является сложной задачей, которая требует изучения механических параметров, микроструктуры, упругих и прочностных характеристик горных пород. Цель данной работы заключается в исследовании механических параметров коллекторов в микромасштабе и оценке условий, которые необходимо создать в нетрадиционных коллекторах для получения разветвленной сети трещин. Создание такой сети трещин позволяет повысить эффективность воздействия на пласт и обеспечить добычу из изолированных ранее пор. Для достижения цели предложен метод, включающий подготовку набора данных, содержащих петрофизические и геомеханические характеристики и сведения о минеральном составе, подготовку и инициализацию двумерных и трехмерных микромасштабных цифровых моделей горных пород, численное моделирование их напряженно-деформированного состояния и распространения в них трещин. В статье проводятся результаты экспериментальных исследований по определению механических параметров образцов горных пород, компьютерной томографии (3D КТ) до и после образования трещин, сканирования электронным микроскопом (2D QEMSCAN) и определения минерального состава горных пород. Выполнены мультимодальная сегментация и обработка данных 2D QEMSCAN и 3D micro-CT для построения трехмерных цифровых моделей горных пород. Затем на трехмерной сегментированной цифровой модели породы построена расчетная сетка, которая была загружена в механический симулятор, где матрице породы были присвоены определенные ранее механические свойства. В результате численного моделирования определено напряженно-деформированное состояние горных пород для различных условий нагружения и выбраны условия, при которых происходит наибольшее трещинообразование. Приведен пример использования предложенного метода для исследования наиболее перспективного российского нетрадиционного газового коллектора с размером пор до десятков нанометров.

**Ключевые слова:** распространение трещин, моделирование трещины гидроразрыва пласта (ГРП), многофазовая минеральная сегментация

PHYSICO-MATHEMATICAL MODELLING OF MECHANICAL PROCESSES OF ROCK FRACTURING  
AT THE MICRO- AND NANO-SCALES

**V.A. Nachev** Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow Institute of Physics and Technology  
(National Research University), Institute of Geosphere Dynamics of Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

**A.V. Kazak** Skolkovo Institute of Science and Technology, RF, Moscow

**S.B. Turuntaev** Institute of Geosphere Dynamics of Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

Reliable forecast of fracture propagation during hydraulic fracturing operations in complex reservoirs rocks is a complicated task. It is tightly coupled to studying their mechanical parameters, microstructure at various scales and elastic strength characteristics of rocks. The objective of this work is to investigate and evaluate the mechanical parameters and boundary conditions of the studied intervals at microscale that need to be created in unconventional rock reservoirs to obtain an extensive network of non-main fractures. This allows to increase the efficiency of reservoir stimulation of unconventional hydrocarbon fields and maximize production from non-connected previously pores. To achieve the denoted goal, the authors propose the method which contains the following workflow: building a dataset containing petrophysical, geomechanical and mineral data, preparation and initialization of 2D and 3D microscale digital rock models and numerical simulations of their stress-strain states and fracture propagation in them. In this work, authors conduct a set of experimental investigations of mechanical parameters of rock samples, CT before and after the formation of fractures, QEMSCAN and mineral composition of rocks. Next step was the multimodal segmentation and registration of 2D QEMSCAN and 3D X-ray micro-CT data to develop a workflow for constructing 3D mineral digital rock models. Finally, a grid was built on a 3D digital model of segmented rock and loaded into a mechanical simulator where the rock matrix was assigned the appropriate mechanical properties. As a result of numerical simulations, stress-strain state for different loading conditions were obtained and the conditions under which the highest fracture formation occurs were chosen. The example of using the proposed workflow is based on the results of the study Russian most promising unconventional tight gas formation with pore space up to tens of nanometers.

**Keywords:** fracture propagation, hydraulic fracture simulation, multiphase mineral segmentation

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-48-55

## ВВЕДЕНИЕ

Добыча газообразных и жидких углеводородов из нетрадиционных коллекторов является важной задачей современной нефтегазодобывающей отрасли. В нетрадиционных коллекторах поры и трещины имеют характерные размеры от микрометров до нанометров. Очень малый размер пор обуславливает крайне низкую проницаемость, а следовательно, малый приток углеводородов в скважину. Для увеличения притока необходимо расширить дренажную зону, что требует применения технологий и методов стимуляции зон вблизи ствола скважины, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Лабораторные эксперименты по ГРП в масштабе образцов горной породы позволяют в определенной степени прогнозировать параметры распространения трещины в масштабе пласта. Однако традиционные методы изучения горных пород не дают возможности полностью оценить анизотропию распределения трещин, т.е. фактическую емкость пустотного пространства и микроструктурные особенности в различных масштабах. Для качественной и количественной оценки коллекторских свойств, микроструктур и минеральных составов образцов горных пород требуются новые методы, учитывающие высокую степень неоднородности образцов и обеспечивающие высокую точность и достоверность результатов. Результаты измерений, получаемые для одних и тех же параметров образцов нетрадиционных коллекторов, могут различаться в несколько раз в зависимости от выбранного метода исследования. Это связано с физическими ограничениями механических и петрофизических методов.

Даже использование одного лабораторного метода на одном образце не обеспечивает повторяемости результата измерений на образце нетрадиционного коллектора [1]. Одним из методов, учитывающих особенности горных пород в микро- и наномасштабах и позволяющих проводить многократные измерения на одном и том же образце, может быть использование цифрового анализа зерна, созданного путем математической обработки данных томографии пород в микромасштабе (микроКТ), в комбинации с численным механическим моделированием.

Анализ цифрового зерна в сочетании с лабораторными экспериментами с образцами пород позволяет эффективно разделять минеральные фазы, оценивать структуру порового пространства и рассчитывать эффек-

тивные свойства. При этом цифровая модель породы преобразуется в неструктурированную сетку; свойства идентифицированных материалов закладываются в узлы сетки, а решение осуществляется в геометрии, максимально близко описывающей реальную структуру пород. Другим эффективным методом применения данной концепции является масштабирование механических и физических свойств цифровой модели горных пород на размеры месторождений, что позволяет распространить физические процессы в модели образца на модель пласта [2].

## ДЛЯ КАЧЕСТВЕННОЙ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ, МИКРОСТРУКТУР И МИНЕРАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД ТРЕБУЮТСЯ НОВЫЕ МЕТОДЫ, УЧИТЫВАЮЩИЕ ВЫСОКУЮ СТЕПЕНЬ НЕОДНОРОДНОСТИ ОБРАЗЦОВ И ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ И ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ

Пример активного применения в последние годы концепции цифровой физики горных пород приведен в работе [3]. Для моделирования сложного механического процесса, такого как разрушение горных пород, используется метод дискретного элементного моделирования (ДЭМ). В работе [3] была смоделирована механика осевых стрессов в зависимости от объемных деформаций и скоростей продольных и поперечных волн во время трехосного нагружения для трех различных песчаников: из Castlegate, Obernkirchener, Saltwash South. Затем эти же зависимости были получены в ходе лабораторных экспериментов и сопоставлены с моделируемыми кривыми. Трехосные испытания проводились при давлениях 2, 7 и 15 МПа. Согласованность расчетных и экспериментальных данных получилась удовлетворительной для прочностных параметров. Для правильной оцифровки сложных и динамических характеристик метод ДЭМ оказался более эффективным, результаты этого метода более простые и реалистичные, чем данные расчета по методу конечных элементов (МКЭ).

Пример детального исследования механизма разрушения неоднородных горных пород в двумерной модели приведен в работе [4]. В ней описан численный анализ, который основан на сочетании МКЭ и цифровой обработки изображений. Фактическая неоднородность по минеральному составу (размер, форма, распределение и упаковка минеральных зерен, а также контакт

между зернами) воспроизводилась методом цифровой обработки изображений и использовалась в качестве входных данных для соответствующей численной дискретно-элементной модели, реализованной на основе метода Вороного. Моделирование бразильского теста осуществлялось на образцах гранитной породы Аие. Было выявлено, что трещины проходили по границам между минеральными зёрнами, особенно между зёрнами кварца и полевого шпата или слюды, а также, что форма основных трещин всегда изменялась от прямой к более сложной многосегментной кривой или даже нескольким кривым из-за наличия крупных кварцевых зёрен. В настоящей статье описывается рабочий процесс построения численной модели горной породы, который позволит учесть механические и петрофизические особенности порового пространства и составляющих минеральных фаз в геометрии, максимально близкой к структуре породы. Рассмотрены лабораторные методы получения механических и петрофизических данных, а также методы исследования распространения трещин на микро- и наноуровне в численном механическом симуляторе Abaqus. Приведены результаты численных расчетов распространения трещин в гомогенной модели исследуемой горной породы.

**В НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕ ОПИСЫВАЕТСЯ РАБОЧИЙ ПРОЦЕСС ПОСТРОЕНИЯ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛИТ УЧЕСТЬ МЕХАНИЧЕСКИЕ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА И СОСТАВЛЯЮЩИХ МИНЕРАЛЬНЫХ ФАЗ В ГЕОМЕТРИИ, МАКСИМАЛЬНО БЛИЗКОЙ К СТРУКТУРЕ ПОРОДЫ**

## **МЕТОДЫ**

Процесс построения моделей поровых коллекторов и описания их механических свойств с целью оптимальной разработки месторождений углеводородов состоит из трех этапов. Первый этап – получение самосогласованного набора данных, содержащих петрофизические, геомеханические, структурные параметры и цифровые изображения горных пород. Этот этап включает лабораторные, микроструктурные исследования и анализ полученных данных. Второй этап – подготовка и инициализация многомасштабных двумерных и трехмерных цифровых моделей горных пород. На данном этапе многомасштабную модель преобразуют в представление конечных элементов

для построения сетки. Третий этап – геомеханическое численное моделирование многомасштабных цифровых моделей горных пород в нано-, микро- и мезомасштабах, которое позволяет осуществить наиболее вероятные реализации распространения трещин в образцах горных пород при заданном напряженно-деформированном состоянии (граничных условиях).

## **ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Среди возможных источников углеводородного сырья в Западной Сибири необходимо выделить в отдельную группу надсенноманские отложения нижнеберезовской подсвиты верхнего мела. Залежи в них приурочены к нетрадиционным для Западной Сибири коллекторам: темно-серым опоковидным глинам, кремнистым аргиллитам с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. Изученность надсенноманских залежей крайне низкая, несмотря на относительно небольшую глубину их залегания. Наличие углеводородов в нижнеберезовской свите фиксируется по многочисленным газопроявлениям в процессе бурения скважин, расположенных на обширной территории от Семаковской площади на севере до Самогторского месторождения на юге, Тазовской площади на востоке и Ярудейской на западе [5]. Относительно высокое содержание метана, регистрируемое во время бурения в интервале нижнеберезовской свиты, составляет 97–99 % [6] и приурочено к глинистым опокам, имеющим высокую пустотность из-за того, что они сложены кремнистыми остатками палеофауны (радиолярии, панцири диатомей, спикулы губок).

Существенная гидрофильность опок, являющихся основным потенциально продуктивным коллектором нижнеберезовской подсвиты, при контакте с буровым раствором на водной основе приводит к формированию значительных по протяженности зон его прониновения. Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов в этих зонах ухудшаются за счет разбухания опок. Этим объясняется несоответствие между интенсивным газопроявлением при первичном вскрытии и низкой их продуктивностью при испытании в колонне. Таким образом, потенциальные возможности коллекторов нижнеберезовской подсвиты в настоящее время в полной мере не раскрыты.

Учитывая небольшие глубины, а также большой фонд транзитных скважин эксплуатационного фонда, вышеописанные

газовые залежи можно рассматривать в качестве возвратного объекта разработки после выработки газа в нижележащих залежах. Экономическая целесообразность как разведки, так и разработки этих залежей дополнительно подчеркивается отсутствием существенных затрат на создание наземной инфраструктуры.

Оценка ресурсной базы нижнеберезовской свиты в пределах предполагаемой залежи площадью 20 000 км<sup>2</sup> [6], объединяющей Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Северо-Уренгойское, Ен-Яхинское и Песцовое месторождения, составляет около 5 трлн м<sup>3</sup> газа. Исходя из низкой изученности рассматриваемого комплекса эта оценка является весьма приближенной в первую очередь из-за недостатка данных для точного определения эффективных толщин [7]. Следует отметить, что значение эффективных газонасыщенных толщин во многом определяется совершенствованием технологии вскрытия и освоения нижнеберезовского резервуара. Для интенсификации газоотдачи из опок в настоящее время применяется ГРП в горизонтальных скважинах. Однако успешность проведения ГРП в терминах абсолютных значений и динамики падения дебита газа до сих пор не обеспечивает рентабельную разработку залежей газа в интервале нижнеберезовской подсвиты.

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Ниже представлены основные методы построения многомасштабных цифровых моделей горных пород.

**1. Компьютерная томография.** Исследование проводилось в два этапа: 1) томография образцов пород в форме 30-мм цилиндров с размером вокселя 13 мкм; 2) томография образцов в форме 3-мм цилиндров с размером вокселя 1 мкм. Томографическое исследование образцов выполнялось на рентгеновском микротомографе Heliscan (FEI, США) и на рентгеновском микротомографе XRadia Versa XRM-500 (Zeiss, Германия).

Метод рентгеновской томографии позволяет визуализировать пустотное пространство (трещины, полости, поры), рассчитать пористость, изучить неоднородности горных пород, выделить различные пустоты и включения и др.

**2. Растровая электронная микроскопия (РЭМ) с травлением с помощью сфокусированного ионного пучка (ФИП).** Проводилась для исследования состава, морфологии и трехмерной структуры образцов пород с ис-

пользованием двухлучевой электронной аналитической системы Versa 3D (FEI, США), оснащенной пленочным дрейфовым детектором ЭРМ (Edax, США), достигающим ускоряющих напряжений 2–30 кВ. Исследование ФИП-РЭМ проводилось на образцах, имеющих форму полуцилиндра, с диаметром 3 мм и длиной 8 мм [8]. Физический размер вокселя составлял 2 нм.

**3. Энергодисперсионная спектрометрическая съемка.** Исследование проводилось по специально подготовленной для ФИП-РЭМ поверхности образцов, имеющих форму полуцилиндра диаметром 3 мм и длиной 8 мм [8]. Физический размер пикселя составлял 1 мкм. Прибор для картирования минерального состава по поверхности образцов горных пород QEMSCAN WellSite (FEI, США) представляет собой автоматизированное устройство на базе электронного микроскопа для проведения петрографического анализа, энергодисперсионных спектрометров и измерительно-аналитического программного обеспечения QEMSCAN Automated Petrography.

**В РАБОТЕ ПРЕДЛОЖЕН КОМПЛЕКС ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ МЕТОДОВ И ИССЛЕДОВАНИЙ, НЕОБХОДИМЫЙ ДЛЯ НАПОЛНЕНИЯ ЧИСЛЕННЫХ МОДЕЛЕЙ. СОБРАНЫ И ИНТЕРПРЕТИРОВАНЫ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ, ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ И ЦИФРОВЫЕ ДАННЫЕ**

Принцип работы системы QEMSCAN WellSite заключается в сканировании координатных точек по предварительно заданной на поверхности образца координатной сетке со скоростью 100–200 измерений в секунду. В каждой точке система определяет минералогический состав исходя из интенсивности обратного рассеяния электронов, а также химический состав (по вторичному рентгеновскому излучению, возникающему при взаимодействии пучка электронов с минералом), используя протокол идентификации частиц QEMSCAN SIP. Время измерения 30-мм образца горных пород с разрешением 15 мкм/пиксель, составляет 10 ч.

Первичные выходные данные системы QEMSCAN WellSite — это двумерные цифровые минералогические и текстурные карты горной породы, на основе которых проводится последующий анализ.

**4. Комплексные исследования механических свойств.** Для получения комплекса лабораторных данных по упругопрочностным свойствам образцов пород были проведены следующие механические тесты:

– многостадийный тест на сжатие и псевдо-трехосное испытание на прочность при сжатии на приборе GCTS RTR-4500 (США, 2014); – прямые и непрямые тесты на определение прочности на разрыв на испытательной установке Instron 5985 (Instron, США).

В процессе измерений использовались стандартные методы получения упругих модулей: ASTM D2936-08 [9] для прямого теста на растяжение, стандарт ASTM D3967-05 [10] для непрямого испытания прочности на растяжение (Бразильский тест) и ГОСТ 28985-91 «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии» для псевдо-трехосного испытания на прочность при сжатии.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ РАБОТЫ ДАЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА НЕТРАДИЦИОННОГО КОЛЛЕКТОРА ГАЗА И ПОДКЛЮЧИТЬ К РАЗРАБОТКЕ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ПОРОВЫЕ СИСТЕМЫ

Совместно с проведением не прямых исследований на разрыв был использован метод корреляции цифровых изображений (DIC). Этот оптический метод применяется для измерения полей деформаций. Принцип работы DIC заключается в разбиении изображения образца на сектора и дальнейшем анализе движения по поверхности в каждом элементарном окне. Максимальная корреляция соответствует движению поверхности и определяет длину и направление вектора для каждого элементарного окна. Инструмент DIC позволяет определять положение и амплитуду максимальных напряжений. Он также используется в исследовании механики трещиноватости в материалах. Типичные размеры пикселя для DIC составляют от нанометров до метров.

### ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Численное моделирование включает: 1) обработку результатов лабораторных экспериментов и построение неструктурированной сетки для расчетов в программном продукте PerGeos (FEI, США); 2) проведение численных расчетов в программном продукте Abaqus FEA (Dassault Systèmes, Франция).

На первом этапе двумерные плотностные срезы исследованных образцов пород, полученные по данным микрокомпьютерной томографии, были загружены в программный продукт PerGeos для построения трехмерной плотностной модели. В построенной трехмерной модели сначала удалялись шумы и нежелательные объекты (например, скрепки

для определения положения образца), затем модель обрабатывалась фильтрами и специальными операторами. На следующем шаге модель сегментировалась с использованием отсечек на гистограмме, представляющей собой распределение плотности в объеме образца. Операция сегментирования позволила выделить основные структурные элементы (пустоты, скопления минеральных включений), определить их топологию и расположение в образце. В результате данной операции была построена трехмерная структурная цифровая модель горной породы. Чтобы построить численную модель физических свойств, геометрическая модель извлекается из трехмерных изображений. Для этого генерируется поверхность модели, разделяющая материалы (минералы) или фазы, с контролируемым сглаживанием, используется модуль программы, который упрощает полученную поверхность, чтобы уменьшить число треугольников поверхности. Далее модуль по редактированию поверхности проверяет ее на наличие пересекающихся треугольников или ложно ориентированных участков и при необходимости корректирует их. На последнем шаге происходит перерасчет поверхности после редактирования, генерация тетраэдральной сетки и ее экспорт для последующей обработки.

На втором этапе выполняется численное геомеханическое моделирование. Для исследования напряженно-деформированного состояния (НДС) и процессов разрушения в программный продукт Abaqus FEA загружается построенная сетка, далее ей присваиваются упругопластические свойства, задаются граничные условия, расчетный шаг по времени и проводится численный расчет. В качестве модели, описывающей поведение и разрушение горных пород под действием пластических деформаций, используется критерий разрушения Друкера-Прагера. Для решения задачи распространения трещин применяется расширенный численный метод конечных элементов (XFEM).

### ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Предложенный рабочий процесс был применен к одному из наиболее перспективных нетрадиционных газовых пластов-коллекторов в России с размерами пор не более десятков нанометров. В результате лабораторных исследований получен набор экспериментальных данных, позволяющих наполнить численные модели необходимыми механическими параметрами и построить модель с геометрией, близкой к фактической. В результате численного моделирования на одном из иссле-

двух образцов создана трещина в условиях, подобных лабораторным условиям нагружения, что позволяет выбрать оптимальное НДС для разрушения образцов подобных пород.

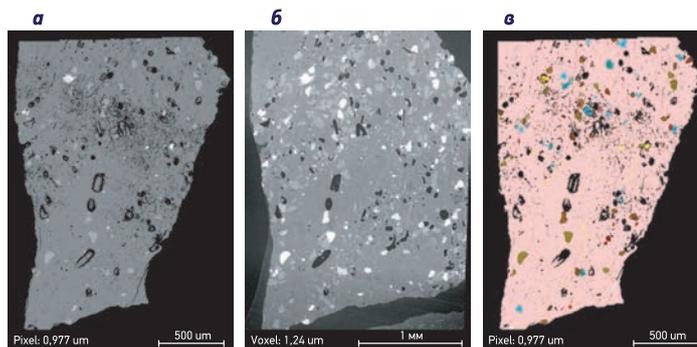
*Результаты лабораторных исследований.*

Проведение компьютерной томографии и энергодисперсионной спектрометрической съемки на 3-мм образцах пород целевого объекта позволило получить изображения размером 0,97 мкм/мк. На рис. 1 представлены результаты совмещения полученных изображений.

После проведения исследований методом ФИП-РЭМ были построены цифровые микроструктурные модели, которые в свою очередь были разделены на модели пустотного пространства нескольких типов целевого объекта. Первый тип – бинарная модель пустотного пространства, в которой каждый воксель изображения относится к пустотному пространству или скелету горной породы, второй тип – бинарная цифровая модель, в которой каждый воксель с ненулевым значением относится к выбранному элементу: пустотное пространство, минерал или химический элемент.

Далее был проведен количественный анализ, в результате которого для исследованных литотипов целевого объекта установлено следующее:

- в породах присутствуют элементы пустотного пространства с характерными размерами в микрометровом и нанометровом диапазонах;
  - в микромасштабе пустотное пространство представлено преимущественно порами, в то время как в наномасштабе можно выделить нанопоры и трещины, приуроченные к границам между зернами; только учет пустотного пространства в наномасштабе может объяснить высокую (более 10 %) пористость стандартных петрофизических образцов;
  - различные типы пустотного пространства приурочены к различным минеральным ассоциациям, что предопределяет развитие и распространение трещин механической природы;
  - изученные литологические различия могут быть эффективно стимулированы с применением технологии ГРП.
- После проведения исследований механических свойств образцов были определены упругопластические и прочностные параметры образцов целевого объекта, которые использовались при проведении численного механического моделирования, описанного в следующем разделе.
- Более подробные результаты лабораторных исследований представлены в работах [8, 11].



**Рис. 1.** Исходное изображение образца породы, полученное с помощью РЭМ (а), двумерный плотностной срез (микроКТ), совмещенный с исходным РЭМ-изображением (б) и 2D карта минерального состава по поверхности (QEMSCAN), совмещенная с исходным РЭМ-изображением (в)

*Численное моделирование.* На первом шаге численного моделирования в программном продукте PerGeos из двумерных плотностных срезов была отсегментирована матрица одного из исследуемых образцов, на котором были проведены механические эксперименты. Затем на данном образце построили тетраэдральную сетку, которая была экспортирована в программный продукт Abaqus FEA.

В численном механическом симуляторе рассчитывалась гомогенная упругопластическая модель. Механические параметры модели представлены ниже.

- Модуль Юнга, ГПа .....14,61
- Коэффициент Пуассона .....0,408
- Угол трения, градус .....46,1
- Угол дилатансии, градус .....30
- Максимальное главное растяжение, мм 0,2
- Перемещение при разрушении, мм 0,00025

Параметры упрочнения для модели Друкера – Прагера приведены в таблице.

| Предел текучести, Па | Абсолютное значение соответствующей пластической деформации, мм |
|----------------------|---|
| 60048000             | 0   |
| 63611000             | 0,00002   |
| 66111000             | 0,00004   |
| 68175000             | 0,00006   |
| 70075000             | 0,00008   |
| 72050000             | 0,00011   |
| 72916000             | 0,00013   |
| 73418000             | 0,00016   |
| 73885000             | 0,00018   |
| 75005000             | 0,00023   |

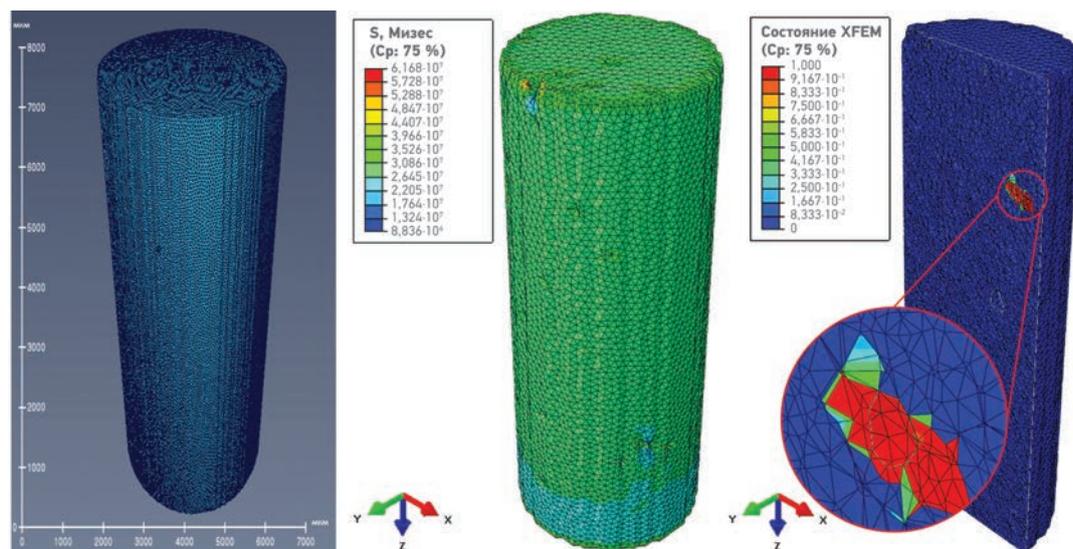


Рис. 2. Модель образца (а), результаты численного механического расчета НДС в программном продукте Abaqus FEA (б) и зона начала роста трещины (в)

В качестве параметров нагрузки были заданы граничные условия для перемещения торцов модели. На нижнем торце по трем осям перемещение было задано равным нулю, для верхнего торца – моделировалось равным перемещению пластин механического пресса. Результаты численного расчета приведены на рис. 2. На рис. 2, а изображена расчетная сетка, подготовленная в программном продукте PerGeos и содержащая 316470 элементов. На рис. 2, б представлены компоненты напряжения в точках интеграций. На рис. 2, в красным выделена зона начала роста трещины вокруг поры, являющаяся областью максимальной концентрации напряжений.

## ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Разработанный подход позволит построить минерально-механические модели сильно неоднородных материалов или нефтегазовых коллекторов с учетом их пористых структур и пространственного взаимоотношения минералов в породе, основываясь на экспериментальных данных 3D КТ, ФИП-РЭМ и QEMSCAN, а также описать поведение трехмерных трещин в горных породах. Минимальный размер пустот в описанной модели составляет 2 мкм, что позволяет с достаточно высокой точностью описывать неоднородность целевого объекта. В настоящее время полностью не решена задача совмещения данных QEMSCAN и микроКТ. Из рис. 1 видно, что при совмещении плотностного микроКТ среза и карты минерального состава по поверхности, полученной с помощью РЭМ, изображение несколько деформировано. Это свя-

зано с перемасштабированием данных к размеру РЭМ. Кроме того, в настоящее время решается задача построения 3D минеральной модели. Численные расчеты проводились в пакете Abaqus/Standard. В процессе расчета решение становилось нестабильным из-за возможно сильной нелинейности. Для решения данной проблемы авторы использовали автоматический механизм стабилизации расчета, что позволило достичь большего распространения трещины в цифровой модели, но пока не удалось получить распространение трещины во всей модели. Описанный подход может быть применен в различных областях, таких как максимизация связности пустот в прискважинной зоне за счет приложения внешних напряжений к горной породе в микромасштабе, качественная валидация упругопластической модели по результатам лабораторных геомеханических испытаний образцов горных пород, предотвращение процессов трещинообразования и дезинтеграции в материаловедении. Результаты представленной работы дают возможность повысить эффективность гидроразрыва нетрадиционного коллектора газа и подключить к разработке изолированные поровые системы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следует отметить, что нетрадиционные резервуары требуют новых подходов к разработке, которые будут учитывать физические эффекты на нано- и микроуровнях. В работе предложен комплекс экспериментальных методов и исследований, необходимый

для наполнения численных моделей. Собранные и интерпретированы геомеханические, петрофизические и цифровые данные. Проведено совмещение 2D данных QEMSCAN и микроКТ. Следующим шагом после совмещения этих данных будет распространение минеральных данных с одного двумерного плотностного среза на остальные плотностные срезы исследуемых образцов, что позволит построить трехмерные минеральные модели. В дальнейшем предполагаются разработка алгоритма сочетания многомасштабных цифровых моделей горных пород, таких

как структурные, минеральные и геомеханические модели, построение трехмерной модели горных пород с представлением МКЭ на основе неструктурированной сетки, численное моделирование вероятных сценариев распространения трещин с учетом неопределенностей, возникающих при изучении и валидации полученных механических результатов, а также DIC-экспериментов. Таким образом, можно будет прогнозировать распространение трещин в нетрадиционных нефтегазовых коллекторах.

*Благодарим академических партнеров за помощь и экспертное мнение при регистрации изображений полученных результатов: профессора Klaus Regenauer-Lieb (The University of New South Wales) и профессоров Mark Knackstedt, Adrian Sheppard (The Australian National University).*

#### Список литературы

1. *Submicron-Pore Characterization of Shale Gas Plays* / M. Elgmati [et al.] // SPE-144050-MS. – 2011.
2. Чузунов С.С., Черемисин А.Н. Модель цифрового ядра баженовской свиты для проведения гидродинамических и геомеханических расчетов // EAGE Геомодель. 2015. – DOI: 10.3997/2214-4609.201413999.
3. Holt R.M., Li L., Larsen I. Digital Rock Mechanics: A Discrete Way of Approaching Failure. – 51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, USA, 2017/8/28/, 2017.
4. Tan X., Konietzky H., Chen W. Numerical Simulation of Heterogeneous Rock Using Discrete Element Model Based on Digital Image Processing // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2016. – Т. 49. – № 12. – С. 4957–4964. –https://doi.org/10.1007/s00603-016-1030-0.
5. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсенонских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. – № 11. – С. 25–28. – http://geolib.ru/OilGasGeo/1992/11/content.html.
6. Нетрадиционные газы севера Западной Сибири / В.Л. Бондарев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 10. – С. 4–17. – http://www.npcgeo.ru/files/page/page26-file-netradgazy.pdf http://vniioeng.mcn.ru/inform/geolog/sod5.
7. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Скрылев С.А. Структура и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2012. – № 676. – С. 32–37. – http://gasoilpress.ru/gij/gij\_detailed\_work.php?GIJ\_ELEMENT\_ID=51714&WORK\_ELEMENT\_ID=51735.
8. Integration of Large-Area SEM Imaging and Automated Mineralogy-Petrography Data for Justified Decision on Nano-Scale Pore-Space Characterization Sites, as a Part of Multiscale Digital Rock Modeling Workflow / A. Kazak [et al.] // Proceedings of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 24-26 July 2017, Austin, Texas, USA, https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2697437.
9. ASTM D2936-08. Standard Test Method for Direct Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens. – West Conshohocken, PA : ASTM International, 2008.
10. ASTM D3967-05. Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens. – West Conshohocken, PA : ASTM International, 2005.
11. Development of an integrated model of rock fracturing at nano/microscale / V. Nachev [et al.] // Skoltech & MIT Conference «Shaping the Future: Big Data, Biomedicine and Frontier Technologies», 25-26 April, 2017.

#### References

1. Elgmati M. et al., *Submicron-pore characterization of shale gas plays*, SPE-144050-MS, 2011.
2. Chugunov S.S., Cheremisin A.N., *Digital core model of the Bazhenov formation for hydrodynamic and geomechanical calculations* (In Russ.), EAGE Geomodel'. 2015, DOI: 10.3997/2214-4609.201413999.
3. Holt R.M., Li L., Larsen I., *Digital rock mechanics: A discrete way of approaching failure*, Proceedings of 51st U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, California, USA, 2017/8/28, 2017.
4. Tan X., Konietzky H., Chen W., *Numerical simulation of heterogeneous rock using discrete element model based on digital image processing*, Rock Mechanics and Rock Engineering, 2016, V. 49, no. 12, pp. 4957–4964, https://doi.org/10.1007/s00603-016-1030-0.
5. Agalakov S.E., Bakuev O.V., *New objects of hydrocarbon prospecting in over-Cenomanian deposits of the Western Siberia* (In Russ.), *Geologiya nefi i gaza*, 1992, no. 11, pp. 25–28, URL: http://geolib.ru/OilGasGeo/1992/11/content.html.
6. Bondarev V.L. et al., *Unconventional gases in the north of Western Siberia* (In Russ.), *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, no. 10, pp. 4–17, URL: http://www.npcgeo.ru/files/page/page26-file-netradgazy.pdf
7. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Skrylev S.A., *The structure and prospects of gas content of the Senonian deposits of the north of Western Siberia* (In Russ.), *Gazovaya promyshlennost'*, 2012, V. 676, pp. 32–37, URL: http://gasoilpress.ru/gij/gij\_detailed\_work.php?GIJ\_ELEMENT\_ID=51714&WORK\_ELEMENT\_ID=51735.
8. Kazak A. et al., *Integration of large-area SEM imaging and automated mineralogy-petrography data for justified decision on nano-scale pore-space characterization sites, as a part of multiscale digital rock modeling workflow*, Proceedings of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 24-26 July 2017, Austin, Texas, USA, https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2697437.
9. ASTM D2936-08. *Standard test method for direct tensile strength of intact rock core specimens*, 2008.
10. ASTM D3967-05. *Standard test method for splitting tensile strength of intact rock core specimens*, 2005.
11. Nachev V. et al., *Development of an integrated model of rock fracturing at nano/microscale*, Proceedings of Skoltech & MIT Conference «Shaping the Future: Big Data, Biomedicine and Frontier Technologies», 25-26 April 2017.

# ИСКУССТВЕННЫЙ КАМЕННЫЙ МАТЕРИАЛ ИЗ УКРЕПЛЕННЫХ ГРУНТОВ КАК АЛЬТЕРНАТИВА ПРИВОЗНОМУ ЩЕБНЮ И ДОРОЖНЫМ ПЛИТАМ

**Р.Е. Долгодворов, А.П. Смирнов**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**А.Н. Шуваев, д.т.н., А.А. Тестешев, к.т.н.**

Тюменский индустриальный университет

**Электронные адреса:** Dolgodvorov.RE@gazpromneft-ntc.ru, Smirnov.AnP@gazpromneft-ntc.ru, Anshuvaev46@mail.ru

При строительстве оснований и покрытий автомобильных дорог применяются в основном, скальные горные породы. Каменный материал используется как для формирования минерального каркаса в асфальтовых и цементных бетонах, так и для создания конструктивных слоев дорожных одежд без обработки неорганическими и органическими вяжущими. Одним из сдерживающих факторов обустройства источников углеводородного сырья в Сибири является отсутствие местных строительных материалов, особенно каменных. Транспортировка щебня на расстояния более 2 тыс. км не только определяет высокую стоимость строительства, но и характеризуется невысокими надежностью и долговечностью. Альтернативой каменному материалу являются грунты, укрепленные неорганическими вяжущими. Необходимость использования искусственных каменных материалов (ИКМ) на основе укрепленных грунтов в настоящее время обусловлена увеличивающимися объемами строительства промышленных, автомобильных дорог и кустовых площадок, особенно в районах Западной и Восточной Сибири. В данной работе предложены пути ускорения и удешевления обустройства месторождений с использованием разработанных за последние 30 лет новых способов и методов получения ИКМ на основе укрепленных местных грунтов.

**Ключевые слова:** основание, покрытие, каменные материалы, надежность, оптимизация, долговечность, укрепленный грунт, уплотнение, морозостойкость, прочность, полимерные добавки

ARTIFICIAL ROCK MATERIAL FROM REINFORCED SOILS AS A REPLACEMENT FOR BROUGHT-IN MACADAM AND PAVEMENT PANELS

**R.E. Dolgodvorov, A.P. Smirnov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen, Saint-Petersburg

**A.N. Shuvaev, A.A. Testeshev**

Industrial university of Tyumen, Tyumen

Rocky formations are mostly used during construction of groundwork base and topping of automobile roads pavements. Rock materials are used both for formation of the mineral carcass in asphalt and cement concrete and for creation of pavement layers without processing with inorganic and organic binders. One of deterrents of arrangement of hydrocarbon sources in Siberia is absence of local constructional materials, especially rocks. Transportation of macadam for over 2000 km not only determines high price of such construction but is characterized with low reliability and durability. An option to replace rock materials is soil reinforced with inorganic binders. Necessity to use artificial rock materials that are based on reinforced soil is now explained by increasing volume of field roads, automobile roads and pads construction, especially in Western and Eastern Siberia. This paperwork covers the ways of acceleration and cost-cutting of the field arrangements basing on the use of new methods, developed within the last 30 years, to produce artificial rock materials basing on reinforcement of local soils and optimization of such rock materials.

**Keywords:** groundwork base, topping, rock materials, reliability, optimization, durability, soil, reinforced soil, soil compaction, frost resistance, integrity, polymeric additives

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-4-56-62

## ВВЕДЕНИЕ

Искусственный каменный материал (ИКМ) – это цементогрунт, представляющий собой затвердевшую смесь естественного грунта, цемента и воды. Формирование структуры

ИКМ в отличие от цементного бетона происходит в результате сложных физических, физико-химических и химических процессов взаимодействия между компонентами ИКМ [1]. Физико-механические показатели сформированного под открытым небом ма-

териала зависят от свойств каждого компонента в отдельности, количественного соотношения между ними, а также от технологии приготовления смеси и укладки ее в конструктивный слой.

В Европе и России разработка способов и методов укрепления грунтов искусственными вяжущими была начата в конце XIX века после изобретения технологии производства цемента. В 20-х годах XX века в России академиками СССР М.М. Филатовым, В.В. Охотиным, П.А. Замятченским, П.А. Ребиндером, Н.Н. Ивановым, А.Я. Тулаевым, В.М. Безруком и другими учеными впервые были выполнены научно обоснованные работы по укреплению грунтов искусственными вяжущими [1, 2].

Главным предназначением укрепленных грунтов (УГ) является замена привозных каменных материалов при строительстве дорожных одежд, укреплении обочин и откосов. Это связано прежде всего с отсутствием каменных материалов на 80 % площади территории России. До конца 80-х годов XX века в СССР было построено около 60 тыс. км дорог с применением УГ, из них 35 тыс. км в Западной Сибири [3]. На первом этапе в 1955–1970 гг. материал использовался в строительстве автомобильных дорог при освоении целинных и залежных земель Казахстана и юга Западной Сибири, на втором этапе с 1962 г. до конца 90-х годов XX века – для создания транспортной сети при обустройстве нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири.

Действующий нормативный уровень свойств УГ не позволяет реализовать технологию их применения в сборных конструкциях и изделиях, поскольку максимально допустимый предел прочности при сжатии составлял 6 МПа, предел прочности при изгибе – 0,4 МПа. Кроме того, способы производства УГ и конструкций исключают круглогодичное производство работ на территории России, кроме регионов с благоприятными климатическими условиями (юг страны). Область применения УГ сужают также требования к дорожным конструкциям, которые не допускают использования УГ в ответственных элементах.

В результате многочисленных исследований в конце XX века СоюзДорНИИ и ТюмИСИ были получены новые способы и методы укрепления грунтов, которые показали высокую эффективность их применения в конструкциях автомобильных дорогах и аэродромов [4]. Под руководством А.В. Линцера разработаны теоретические и практические основы индустриального производства дорожных конструкций из пропарочного и ав-

токлавного цементогрунта. Предложены новые количественные и качественные критерии оценки свойств УГ, технологические и материаловедческие основы их промышленного применения на базе новейших достижений в области строительных материалов с учетом их специфики, а также способы получения оптимального по структуре и свойствам ИКМ. Полученный высокопрочный УГ на основе цемента имеет следующие свойства: расход вяжущего составляет 14–25 %, число пластичности – менее 7, модуль упругости  $E_y$  – от 5000 до 10000 МПа, прочность при сжатии  $R_{сж}$  – от 10 до 50 МПа, прочность на растяжение при изгибе  $R_{изг}$  – от 3,0 до 8,0 МПа.

Это позволяет изготавливать дорожные плиты, блоки, панели, водопропускные кольца, ограждающие элементы и другие конструкции без использования привозных каменных материалов. Под воздействием электронагрева или перегретого пара цементогрунтовая смесь в формах преобразуется в готовые изделия в течение 15–20 ч.

## ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ИКМ ПОЗВОЛИТ СНИЗИТЬ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И УСКОРИТЬ ТЕМПЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗА СЧЕТ ОТКАЗА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИВОЗНОГО КАМЕННОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ КОНСТРУКЦИЙ В ТРАНСПОРТНОЙ И НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРАХ

В работах [4, 5] авторы предложили варианты использования сборных дорожных конструкций из высокопрочного цементогрунта. Опыт строительства показал перспективность этого направления. Применение цементогрунтов высокой прочности позволяет не только усилить конструкции дорожных одежд, но и решить проблему дефицита железобетонных изделий в нефтегазовой отрасли Сибири.

## ПОЛУЧЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО КАМЕННОГО МАТЕРИАЛА

На отдаленных и изолированных от промышленных районов месторождениях при наличии парообразователей, находящихся на вооружении у нефтяников и газовиков, имеется возможность организовать для своих нужд производство изделий, аналогичных железобетонным, на основе применения местных грунтов в течение круглого года.

В работах [3, 6–10] дано теоретическое обоснование и описаны практические методы

получения высокопрочного материала на основе обработки местных грунтов полимерными смолами. В настоящее время в Сибири идет активный процесс создания нефтегазоперерабатывающих предприятий. Их продукция позволит расширить комплекс полимерных материалов, применяемых в качестве вяжущих и добавок при создании ИКМ на основе местных грунтов. Заслуживает внимания положительный опыт получения ИКМ из техногенных и антропогенных нефтегрунтов с мест аварий нефтепромыслового оборудования [10]. Неконтролируемое образование материала и отклонения дозировок нефти и воды от нормируемых негативно влияют на прочность и долговечность нефтегрунта и не позволяют применять его без проведения предварительных корректирующих мероприятий. Предложенные и апробированные технологические способы оптимизации жидкой фазы дают возможность в дальнейшем применить нефтегрунтовые композиции в качестве УГ в дорожном и площадочном строительстве и получать прочностные показатели УГ, сопоставимые с характеристиками стандартных нефтецементогрунтов.

---

**В ГРУППЕ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ЕЖЕГОДНО СТРОИТСЯ ПОЧТИ 100 КМ НОВЫХ АВТОДОРОГ, ИСХОДЯ ИЗ ЭТОГО ПО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКЕ ОЖИДАЕМЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ИКМ СОСТАВИТ 1 983,4 МЛН РУБ**

Вторая группа материалов – традиционные УГ, которые нашли применение в дорожном строительстве за последние полвека в СССР. Основной технологией их получения является смешение на дороге и в карьерных смесительных установках, что предполагает получение конструкций из сырья в неблагоприятных полевых условиях под открытым небом. Приготовление смеси в установке наиболее предпочтительно по сравнению со смешением на дороге, которое не обеспечивает высокого качества и круглогодичной организации производства работ. Процесс формирования ИКМ происходит при температуре не ниже 5 °С. Кроме того, небольшой строительный сезон северных регионов Сибири и недостаточная морозо- и водостойкость сдерживают применение традиционной технологии. Действующие нормативные документы ГОСТ 23558-94 «Смеси щебеночно-гравийно-песчаные и грунты, обработанные неорганическими вяжущими материалами,

для дорожного и аэродромного строительства» и ГОСТ 30491-2012 «Смеси органоминеральные и грунты, укрепленные органическими вяжущими, для дорожного и аэродромного строительства» имеют ряд принципиальных недостатков, которые не позволяют повысить долговечность цементогрунта в конструкциях дорожных одежд. Существенное влияние на поведение материала в основании и покрытии дорожных одежд оказывают природно-климатические условия.

Принципиальным недостатком является отсутствие исследований прочности и долговечности укрепленных грунтов при отрицательных температурах от -20 до -50 °С и дифференциации требований в зависимости от климатических условий района строительства.

При длительном воздействии воды на цементогрунт происходит разрушение структурных связей. Это связано с диффузией воды в глубь материала, что вызывает выкрашивание отдельных минеральных зерен и в дальнейшем способствует разрушению слоя основания или покрытия. Разрушение структуры также обусловливается попеременным увлажнением и высыханием материала и связано с неравномерным распределением напряжений в различных микроразделах цементогрунта. Значительное влияние на водостойкость оказывает пористость. Большую опасность представляют открытые или внешние поры. С уменьшением размера минеральных частиц в цементогрунте увеличивается число внутренних (закрытых, замкнутых) пор, куда вода, как правило, не проникает.

При применении цементогрунта в строительстве оснований и покрытий дорожных одежд в осенне-зимний период и ранней весной вода, находящаяся в порах материала, при отрицательных температурах переходит в твердую фазу, увеличиваясь в объеме примерно на 9 %. Это вызывает внутреннее давление в порах, приводящее к разрушению цементогрунта. Морозостойкость цементогрунта оценивается по соответствующему коэффициенту, который показывает снижение прочности после заданного числа циклов замораживания – оттаивания водонасыщенных образцов при температурах, равных -20 и 20 °С. При этом максимальное число циклов замораживания – оттаивания для второй дорожно-климатической зоны составляет 15. Первая зона вообще не рассматривается. Число переходов через 0 °С в северных регионах уменьшаетя в несколько раз по сравнению со средней полосой страны. Основным фактором,

определяющим морозостойкость, является не число циклов замораживания – оттаивания, а величина и продолжительность воздействия отрицательных температур. В данном случае реологические исследования обязательны.

По данным профессора А.Н. Шуваева [10], в процессе понижения температуры до -50 °С происходят структурные изменения рыхлосвязанной и прочносвязанной воды, т.е. переход в твердую фазу с увеличением ее объема, достигающим 40 %, что вызывает более глобальное разуплотнение и разрушение структуры материала, расширяя систему открытых пор и капилляров. В результате происходят снижение прочности слоя укрепленного грунта и разрушение всей дорожной конструкции.

Величина и прочность формирующихся в грунте агрегатов зависит от многих факторов: гранулометрического, химического и минералогического составов, содержания глинистых и коллоидных частиц, дозировки цемента, влажности и др.

Степень влияния агрегатного состава грунта зависит от типа связей, образующихся при его взаимодействии с цементом. Это, в свою очередь зависит от дозировки неорганического вяжущего, формирующего сплошной или прерывистый цементный каркас. Цементогрунт традиционных составов и свойств по СН 25-74 с дозировкой цемента 6-12 % и прочностью при сжатии до 6-10 МПа обладает недостаточной долговечностью. При дозировке цемента 12–25 % цементогрунт можно отнести к высокопрочным (прочность при сжатии составляет до 30 МПа) [3]. Данные составы характеризуются повышенной водо- и морозостойкостью и могут быть использованы для покрытий до-

рожных одежд в качестве альтернативы железобетонным плитам и для укрепления откосов подтопляемых насыпей, в то время как традиционные цементогрунты – только для устройства оснований.

Для повышения физико-механических показателей укрепленных грунтов при переходе на высокопрочные ИКМ необходимы введение полимерных добавок, оптимизация гранулометрического состава исходных грунтов и пересмотр требований по уплотнению цементогрунтовых смесей [5, 6]. На практике готовить оптимизированные составы исходных минеральных грунтов позволяют современные автоматизированные смесители и комплекты. Существенная переработка требований к уплотнению смесей грунт+вяжущее+добавка обусловлена наличием в настоящее время уникальной уплотняющей строительной техники, не сравнимой с катками середины XX века, по которым были обоснованы существующие уплотняющие параметры [8, 9].

В течение последних 15 лет зарубежными учеными получен ряд поверхностно-активных добавок, влияющих на формирование дорожно-строительных материалов [8]. Специалистами Тюменского индустриального университета были проведены научно-практические исследования влияния добавок и стабилизаторов зарубежного и отечественного производства на укрепление грунтов [7, 8]. Хорошие результаты показало применение добавок Nano Terra Soil (Германия) и стабилизатора LBS (США) [7, 8]. При усиленном уплотнении цементогрунтовой смеси наибольший интерес представляют добавки ANT (Россия).

В **таблице** приведены физико-механические показатели укрепления грунтов

| Массовое содержание в укрепленном грунте, % |             | Технология уплотнения | Прочность при сжатии, МПа | Водонасыщение, % | Коэффициент морозостойкости после 75 циклов | Классификация укрепленных грунтов по прочности |                   |
|---|-------------|-----------------------|---------------------------|------------------|---|--|-------------------|
| цемента                                     | добавки ANT |                       |                           |                  |   | Марка по ГОСТ 23558-94                         | Класс по СН 25-74 |
| 10  | -----       | Стандартная           | 2,3                       | 5,6              | 0,63  | M 20   | 2                 |
| 10  | -----       | Усиленная             | 2,8                       | 4,9              | 0,68  | M20  | 2                 |
| 10  | 0,007       | Стандартная           | 3,3                       | 4,0              | 0,79  | M 20   | 2                 |
| 10  | 0,007       | Усиленная             | 4,2                       | 3,8              | 0,83  | M40  | 1                 |
| 12  | -----       | Стандартная           | 4,1                       | 5,5              | 0,79  | M40  | 1                 |
| 12  | -----       | Усиленная             | 5,2                       | 3,2              | 0,85  | M40  | 1                 |
| 12  | 0,007       | Стандартная           | 5,8                       | 3,3              | 0,88  | M60  | 1                 |
| 12  | 0,007       | Усиленная             | 8,4                       | 2,2              | 0,94  | M80  | 1                 |
| 15  | -----       | Стандартная           | 6,2                       | 5,0              | 0,77  | M60  | 1                 |
| 15  | -----       | Стандартная           | 7,1                       | 2,4              | 0,86  | M60  | 1                 |
| 15  | 0,007       | Усиленная             | 10,6                      | 2,0              | 0,94  | M100   | 1                 |
| 18  | 0,007       | Усиленная             | 16,6                      | 1,2              | 0,93  | M150   |                   |
| 20  | 0,007       | Усиленная             | 21,2                      | 1,2              | 0,94  | M200   |                   |
| 25  | 0,007       | Усиленная             | 28,6                      | 1,2              | 0,94  | M250   |                   |

АО «Мессояханефтегаз» цементом с добавкой АНТ. Так, прочность при сжатии увеличилась до 28,6 МПа в результате введения ПАВ и на 20-40 % за счет нестандартного уплотнения. При этом наблюдаются значительное снижение водонасыщения (до 2 %) и увеличение морозостойкости (до 0,94).

По поручению Министра транспорта И.Е. Левитина в 2008 г. был построен опытный участок на полигоне МАДИ (ГТУ) и в Мурманской области (рис. 1). Контрольные испытания, проведенные МАДИ (ГТУ), подтвердили результаты исследований авторов. При строительстве опытного участка приготовление цементогрунтовой смеси проводилось грунтосмесительной установкой Bertoli (Италия), распределение смеси – асфальтоукладчиком, уплотнение – комбинированными катками. В качестве исходного материала использовался крупнозернистый песок. При дозировке цемента 10 % массы грунта добавка NTS составляла 8 и 10 %



Рис. 1. Готовый участок промышленной дороги с покрытием из ИКМ в Мурманской области (К-В-ПП «Лотта»)

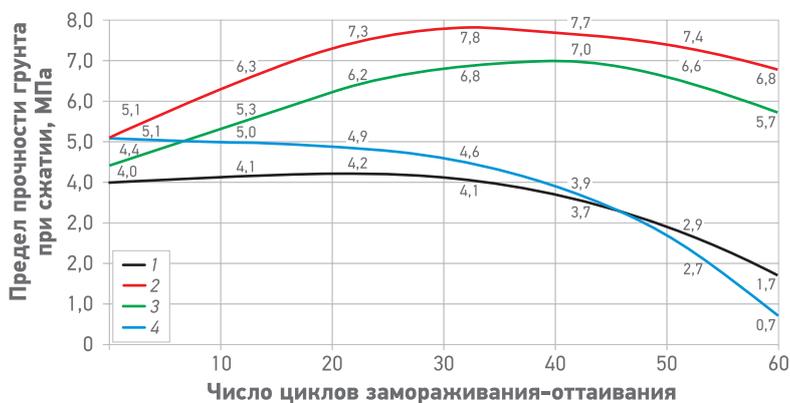


Рис. 2. Зависимость предела прочности образцов грунта при сжатии от числа циклов замораживания-оттаивания:

1 – грунт (СоюзДорНИИ) с температурой замораживания -20 °С, стандартным уплотнением, массовым содержанием цемента 12 %, без добавок; 2, 3, 4 – грунты (АО «Мессояханефтегаз») с усиленным уплотнением, массовым содержанием цемента 12 %, температурой замораживания соответственно – 20, -20 и -40 °С, массовым содержанием добавки АНТ соответственно 0,007, 0,006 и 0,007 %

массы вяжущего. В результате испытания образцов после 28 сут набора прочности получены следующие показатели: прочность при сжатии составила 11–13 МПа, прочность на растяжение при изгибе – 2,5–3 МПа, коэффициент морозостойкости – не менее 0,85, водонасыщение – не более 4 %. Прочность при сжатии образцов с добавкой NTS на 80 % больше прочности образцов без добавок. При этом наблюдается уменьшение срока набора прочности почти в 2 раза. Анализируя предварительные результаты исследований влияния добавок NTS и АНТ на свойства цементогрунта, можно предположить, что указанные материалы относятся к универсальным полимерным добавкам класса ПАВ, увеличивающим адгезионную прочность и способствующим формированию прочной кристаллизационной структуры системы грунт – вяжущее. При этом высокая прочность и долговечность позволяют использовать укрепленный грунт не только для оснований, но и для покрытий дорожных одежд, изготовления плит, пригрузочных блоков нефтегазопроводов и др. [10]. На рис. 2 представлены предварительные результаты испытаний на морозостойкость цементогрунта с добавкой АНТ после 28 сут набора прочности. Образцы испытывались после каждых 20 циклов замораживания – оттаивания. Цилиндрические образцы формовались по методике как стандартной, так и усиленной, при нагрузке, увеличенной на 25 %, по СН 25-74. Образцы с добавкой АНТ продолжали набирать прочность в среднем до 30 циклов замораживания – оттаивания при температуре -20 °С. После 30 циклов наблюдается снижение прочности. При температуре -40 °С идет постепенное снижение прочности и после 50 циклов материал разрушается. Способность цементогрунта к упрочнению в процессе замораживания – оттаивания обусловлено скорее всего отсутствием непрерывного жесткого каркаса из цементного камня при недостаточном содержании цемента в смеси. Можно предположить, что на первом этапе замораживания свободная вода при переходе в твердую фазу вызывает сближение отдельных элементов жесткой структуры за счет пластических деформаций более слабых прослоев между этими элементами. Кроме того, при замерзании воды в порах происходит выделение теплоты при каждом цикле замораживания-оттаивания, что может влиять на продолжительность процессов образования цементного камня в грунтовой массе. По-



Рис. 3. Область применения ИКМ на основе укрепленных цементом местных грунтов

тенциальная энергия при оттаивании восполняется водой в резервуаре, в который помещаются образцы после их выдержки в морозильной камере. В первом приближении можно констатировать, что морозостойкость укрепленного грунта зависит не только от числа циклов замораживания – оттаивания, но и от температуры замерзания. При этом физические и физико-химические процессы перехода воды из жидкой фазы в твердую и обратно влияют на формирование жесткого каркаса системы грунт – вяжущее и вносят изменения в пористую структуру материала, что в первую очередь отражается на его физико-механических свойствах. Эти заключения требуют более детальной проработки.

Значительное улучшение физико-механических параметров и особенно морозостойкости позволяет применять ИКМ не только в дорожном, но и в гидротехническом строительстве, а также в подземных инженерных сооружениях и сооружениях нефтегазовой отрасли (рис. 3).

Внедрение технологии изготовления ИКМ позволит снизить капитальные вложения и

ускорить темпы обустройства месторождений за счет отказа от применения привозного каменного материала для сооружения конструкций в транспортной и нефтегазовой сферах. Существует множество отечественных и импортных вяжущих добавок для данных технологии, в связи с чем в дочерних обществах компании «Газпром нефть» планируется проведение научно-исследовательских работ по подбору оптимальной рецептуры грунтов. В группе компаний «Газпром нефть» ежегодно строится почти 100 км новых автодорог, исходя из этого по предварительной оценке ожидаемый экономический эффект от внедрения технологии создания ИКМ составит 1 983,4 млн руб.

## ВЫВОДЫ

1. Разработанный ИКМ на основе укрепленных местных грунтов за счет введения в его состав полимерных добавок, оптимизации минеральной составляющей и усиленного уплотнения характеризуется повышенными прочностью, морозо- и водостойкостью. При прочности до 30 МПа и выше ИКМ перехо-

дит в класс цементных бетонов. Это позволяет применять его не только для создания дорожных одежд и укрепления откосов, но и для строительства гидротехнических, подземных инженерных сооружений, а также в нефтегазовой отрасли. ИКМ имеет следующие преимущества по сравнению с привозными каменными материалами:

- снижение стоимости строительства дорожных, гидротехнических и подземных сооружений в 1,5–2 раза;
- увеличение срока службы конструкций и сооружений в 1,5–3 раза (в среднем срок до первого капитального ремонта составляет 12 лет);
- уменьшение сроков строительства в 2–3 раза.

2. Процессы формирования ИКМ происходят в 1,5–2 раза быстрее, чем традиционных укрепленных грунтов, а снижение темпера-

туры замерзания воды в смеси (эффект солевых добавок  $\text{NaCl}$  и  $\text{CaCl}_2$ ) обеспечивает проведение гидролиза, гидратации, кристаллизации цементного камня при пониженных температурах, что позволяет увеличить строительный сезон на 2–3 мес за счет увеличения температуры проведения работ до  $-10\text{ }^\circ\text{C}$  весной и осенью.

3. Разработанные как индустриальные технологии выполнения работ в течение года, так и неиндустриальные технологии для проведения работ только в течение летнего строительного сезона дают возможность обустройства месторождения быстрыми темпами при отсутствии баз индустрии и местных каменных материалов.

---

#### Список литературы

1. Безрук В.М. Укрепление грунтов. – М.: Транспорт, 1965. – С. 158-159, 285-287.
2. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика. – М.: Академиздат, 1958. – С. 86.
3. Шуваев А.Н., Панова М.В., Пульдаш Л.А. Информационная технология инженерного обеспечения надежности дорожных конструкций в условиях севера // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 3. – С. 110-124.
4. Линцер А.В. Пути повышения качества и эффективности дорожного строительства в нефтепромысловых районах Западной Сибири. // Нефтепромысловое строительство. – 1977. – № 7. – С. 3-5.
5. Казарновский В.Д. Пути повышения надежности и долговечности дорог в сложных природных условиях // Наука и техника в дорожной отрасли. – 2002. – № 2. – С. 92-93.
6. Шуваев А.Н. Устройство оснований и покрытий автомобильных дорог и аэродромов из цементогрунта с добавкой «Ренолит» // Автомобильные дороги. – 2008. – № 4. – С. 34.
7. Шуваев А.Н., Панова М.В. Надежность и долговечность автомобильных дорог в сложных природных условиях / Актуальные вопросы проектирования автомобильных дорог. Сб. научных трудов ОАО «ГИПРОДОРОНИИ». – 2013. – № 4(63). – С. 14-19.
8. Shuvaev A.N., Panova M.V. Improving the efficiency of reinforced soil when constructing road transport facilities // International Journal of Civil Engineering and Technology (IJCIET). – 2018. – V. 9. – № 7. – P. 507-512.
9. Шуваев А.Н. Перспективные транспортные конструкции и технологии при обустройстве месторождений // Строительный вестник Тюменской области. – 2012. – № 3(61). – С. 82.
10. Шуваев А.Н., Панова М.В. Нанотехнологичные материалы при строительстве автомобильных дорог с применением укрепленных грунтов в Западной Сибири // Строительный вестник Тюменской области. – 2008. – № 2. – С. 67.

#### References

1. Bezruk V.M., *Ukrepnenie gruntov* (Soil stabilization), Moscow: Transport Publ., 1965, pp. 158-159, 285-287.
2. Rebinder P.A., *Fiziko-khimicheskaya mekhanika* (Physical and chemical mechanics), Moscow: Akademizdat Publ., 1958, p. 86.
3. Shuvaev A.N., Panova M.V., Pul'das L.A., *Information technologies of engineering maintenance of reliability of road constructions in the conditions of the North* (In Russ.), Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika, 2017, V. 3, no. 3, pp. 110-124.
4. Lintser A.V., *Ways to improve the quality and effectiveness of road construction in the oil fields of Western Siberia* (In Russ.), Neftepromyslovoe stroitel'stvo, 1977, no. 7, pp. 3-5.
5. Kazarnovskiy V.D., *Ways to improve the durability of roads in difficult environmental conditions* (In Russ.), Nauka i tekhnika v dorozhnoy otrasli, 2002, no. 2, pp. 92-93.
6. Shuvaev A.N., *The device of the bases and coatings of roads and airfields of cement soil with the Renolit addition* (In Russ.), Avtomobil'nye dorogi, 2008, no. 4, p. 34.
7. Shuvaev A.N., Panova M.V., *Reliability and durability of highways in difficult environmental conditions* (In Russ.), Aktual'nye voprosy proektirovaniya avtomobil'nykh dorog: sbornik nauchnykh trudov OAO «GIPRODORNIИ», 2013, no. 4(63), pp. 14-19.
8. Shuvaev A.N., Panova M.V., *Improving the efficiency of reinforced soil when constructing road transport facilities*, International Journal of Civil Engineering and Technology (IJCIET), 2018, V. 9, no. 7, pp. 507-512.
9. Shuvaev A.N., *Promising transportation structures and technologies for field development* (In Russ.), Stroitel'nyy vestnik Tyumenskoy oblasti, 2012, no. 3(61), p. 82.
10. Shuvaev A.N., Panova M.V., *Nanotechnological materials in the construction of roads using fortified soils in Western Siberia* (In Russ.), Stroitel'nyy vestnik Tyumenskoy oblasti, 2008, no. 2, p. 67.

# ОБРАЗОВАНИЕ ЛЕГКОЛЕТУЧИХ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕГОНКЕ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗЛОЖЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, СОДЕРЖАЩИХ СОЛИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ АММОНИЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

**А.В. Синёв, Т.В. Девашин**

ООО «Газпромнефть-Приразломное»

**А.М. Кунакова, к.х.н., Л.Р. Сайфутдинова, к.х.н., Ф.Г. Усманова, к.х.н.**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**А.Н. Крикун, к.т.н., А.Е. Лестев, к.и.н.**

АНО «ГЦСС «Нефтепромхим»

**Электронный адрес:** lestev@gcssnph.ru

Исследования, результаты которых представлены в статье, посвящены выявлению летучих хлорорганических соединений (ЛХОС) в нефти и химических реагентах и обусловлены ужесточением требований к качеству товарной нефти в соответствии с Техническим регламентом Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию». Практическая значимость работы заключается в снижении риска образования ЛХОС в товарной нефти за счет использования химических реагентов. В результате проведенных исследований было обнаружено образование ЛХОС (так называемых «вторичных хлорорганических соединений») за счет разложения солей четвертичных аммониевых оснований, содержащихся в некоторых нефтепромысловых химических реагентах.

**Ключевые слова:** хлорорганические соединения (ХОС), легколетучие ХОС (ЛХОС), четвертичные аммониевые соединения (ЧАС), нефть, товарная нефть, нефтепромысловые химические реагенты

THE PROBLEM OF THE FORMATION OF VOLATILE ORGANOCHLORINE COMPOUNDS DURING THE INITIAL DISTILLATION OF OIL AS A RESULT OF DECOMPOSITION OF CHEMICALS CONTAINING SALTS OF QUATERNARY AMMONIUM COMPOUNDS

**A.V. Sinev, T.V. Devyashin**

Газпромнефть-Приразломное LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.M. Kunakova, L.R. Sayfutdinova, F.G. Usmanova**

Газпромнефть НТЦ LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.N. Krikun, A.E. Lestev**

NDCS Neftpromchim, RF, Kazan

Research, the results of which are presented in the article, are devoted to the detection of LHOS in naphtha and chemical reagents and are due to stricter requirements for the quality of marketable oil in accordance with the Technical Regulation of the Eurasian Economic Union On the Safety of Oil Prepared for Transportation and (or) TR EAEU 045/2017. The practical significance of the work is to reduce the risk of the formation of volatile organochlorine compounds in marketable oil due to the use of chemicals. As a result of the studies, the formation of volatile organochlorine compounds (the so-called secondary organochlorine compounds) was discovered due to the decomposition of salts of Quaternary ammonium bases contained in some oilfield chemicals.

**Keywords:** organochlorine compounds, volatile organochlorine compounds, salts of quaternary ammonium compounds, naphtha, marketable oil, oilfield chemicals

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-63-69

## ВВЕДЕНИЕ

Хлорорганические соединения (ХОС) представляют собой соединения, в которых один или более атомов водорода замещены атомами хлора. ХОС можно описать общей формулой  $RCl$ , где R – углеводородный ра-

дикал, Cl – атом хлора, соединенные ковалентной связью. ХОС хорошо растворимы в органических растворителях, маслах и жирах.

Легколетучие ХОС (ЛХОС) представляют собой группу ХОС, температура кипения которых ниже 204 °С.

Согласно ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» нефть, поставляемая на нефтеперерабатывающие предприятия и экспортируемая за рубеж, должна отвечать ряду требований к показателям, характеризующим физико-химические свойства (качество) нефти: плотность, содержание механических примесей, воды, хлористых солей, сероводорода и меркаптанов, давление насыщенных паров. Кроме определения физико-химических характеристик, ГОСТ предписывает обязательное определение содержания в нефти ХОС, для которых установлена норма в нефтяной фракции, выкипающей до 204 °С – не более 10 мг/дм<sup>3</sup> (ppm).

## ИЗ СОДЕРЖАЩИХСЯ В НЕФТИ СОЕДИНЕНИЙ ХЛОРА ИМЕННО ХОС СОЗДАЮТ НАИБОЛЬШИЕ ПРОБЛЕМЫ, ТАК КАК ЯВЛЯЮТСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ К НЕОРГАНИЧЕСКИМ ХЛОРИДАМ (В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ВЕСЬМА ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ) ИСТОЧНИКОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ХЛОРИСТОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ УСТАНОВОК ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Из содержащихся в нефти соединений хлора именно ХОС создают наибольшие проблемы, так как являются дополнительным к неорганическим хлоридам (в ряде случаев весьма значительным) источником возникновения хлористоводородной коррозии установок переработки нефти. При переработке нефти в условиях высоких температур ХОС разрушаются с образованием коррозионного хлористого водорода и более легких «осколков», распределяющихся по фракциям нефти. Хлористый водород при отсутствии конденсационной воды не проявляет высокой коррозионной активности. В условиях конденсации паров воды, т.е. при температурах 70-130 °С (в зависимости от давления) хлористый водород образует соляную кислоту HCl, которая вызывает интенсивную электрохимическую коррозию металлов, особенно углеродистых и низколегированных сталей. Наибольшая активность ХОС наблюдается на установках предварительной гидроочистки сырья, дизельного топлива, газодифракционирования и риформинга. Пределы выкипания ХОС в основном совпадают с пределами выкипания бензиновых фракций, поэтому основной ущерб наносится установкам каталитического риформинга из-за высокой скорости коррозии, обусловленной образованием HCl и частичной дезактивацией катализаторов. Одним из источников загрязнения нефти и нефтепродуктов могут быть химические

продукты, содержащие ЛХОС либо в качестве составляющего компонента, либо в виде примеси, оставшейся в них в результате нарушения технологии их получения. Согласно данным, представленным в работе [1], ХОС наиболее часто в значительных количествах обнаруживаются в органических растворителях (например, толуоле), в гидрофобизаторах на основе N-алкилдиметилбензиламмония хлорида, смазочных добавках для буровых растворов на основе отработанных масел, а также в кислотах, являющихся отходами химического производства, в технологических процессах которого присутствуют ХОС. В небольших количествах ЛХОС встречается в ингибиторах коррозии, бактерицидах, ингибиторах комплексного действия, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений (ЧАС). Так, АНО ГЦСС «Нефтепромхим» ежегодно выявляет более 500 химических реагентов, содержащих в своем составе ЛХОС [1]. Известно, что в сырую нефть ХОС попадают с закачиваемыми в скважину реагентами, представляющими собой композиции из тяжелых органических жидкостей и комплексобразующих соединений [2], применяющихся в качестве жидкостей глушения, для воздействия на призабойную зону нефтяного пласта с целью растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также для удаления карбонатных отложений при использовании промывочной жидкости для бурения скважин, содержащей в качестве утяжелителя фтортрихлорметан (хладон 11). В июле 2019 г. вступил в действие Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» ТР ЕАЭС 045/2017, в котором ужесточились требования ЕАЭС к содержанию органических хлоридов в товарной нефти: для фракции, выкипающей до температуры 204 °С – не более 6 ppm, что с учетом доли отгона фракции (в среднем 12–19 %) в пересчете на нефть дает норматив не более 0,8–1,2 ppm (ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»). Кроме того, введено требование о недопустимости применения при добыче, подготовке и транспортировке нефти химических реагентов, содержащих ХОС. На объектах ООО «Газпром нефть шельф» требование о недопустимости содержания ЛХОС в нефти было введено в действие в 2018 г. В связи с этим для определения степени влияния химических реагентов, используемых при добыче и подготовке нефти на МЛСП «Приразломная», Научно-Технический Центр «Газпром нефти» и АНО ГЦСС «Нефтепромхим» провели исследования нефти, пла-

стовой воды с применяемыми химическими реагентами с целью определения наличия в них ЛХОС, а также возможности их образования во время производственных процессов. Практическая значимость работы заключалась в снижении риска образования ЛХОС в товарной нефти из-за применения химических реагентов.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Проведены хромато-масс-спектрометрические исследования проб ингибиторов коррозии и АСПО на приборе Shimadzu GCMS-QP2010Ultra. Результаты исследований (хро-

матограммы) для пробы 1 представлены на **рис. 1** и в **табл. 1**, для пробы 2 – на **рис. 2** и в **табл. 2**.

Идентификация компонентов проводилась с использованием библиотеки масс-спектров. В обеих исследуемых пробах химических реагентов были обнаружены хлорорганические компоненты. В пробе 1 ингибитора коррозии выявлены соединения:  $C_7H_7Cl$ ,  $C_{11}H_{23}Cl$ ,  $C_{18}H_{31}ClO$ , в пробе 2 ингибитора АСПО –  $C_7H_7Cl$ ,  $C_{11}H_{23}Cl$ ,  $C_{14}H_{29}Cl$ .

В связи с тем, что температура кипения веществ  $C_{11}H_{23}Cl$ ,  $C_{14}H_{29}Cl$ ,  $C_{18}H_{31}ClO$  превышает 204 °С, данные соединения были исключены из дальнейшего исследования, поскольку они,

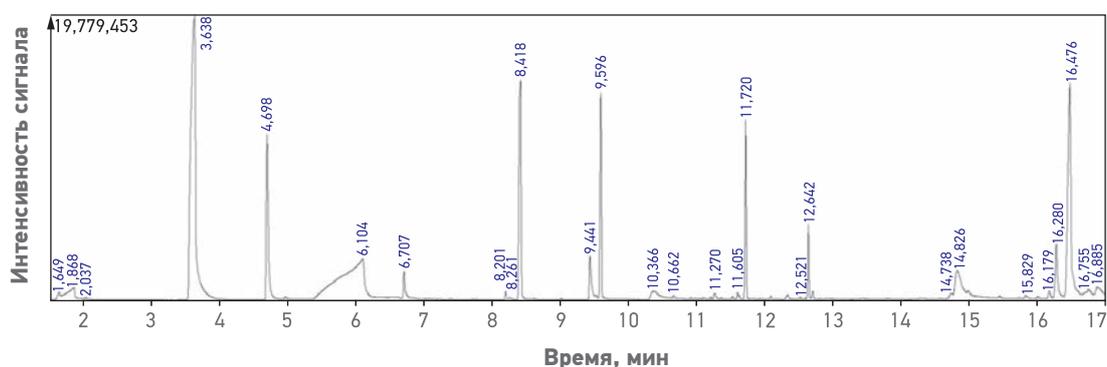


Рис. 1. Хроматограмма ингибитора коррозии, проба 1

Таблица 1

| Данные хроматограммы пробы 1 |            |                           |   |
|------------------------------|------------|---------------------------|---|
| Номер пика                   | Время, мин | Площадь (%)               | Название  |
| 1                            | 1,649      | 1502578 (0,40)            | Тиоуксусная кислота                                 |
| 2                            | 1,868      | 6842782 (1,82)            | Акриловая кислота                                   |
| 3                            | 2,037      | 270563 (0,07)             | Толуол  |
| 4                            | 3,638      | 102339210 (27,25)         | 2-бутоксизтанол                                     |
| 5                            | 4,698      | 25456186 (6,78)           | Бензилхлорид  |
| 6                            | 6,104      | 62896410 (16,75)          | Глицерин  |
| 7                            | 6,707      | 3369220 (0,90)            | Бензилакрилат                                       |
| 8                            | 8,201      | 623511 (0,17)             | 1-Хлорундекан                                       |
| 9                            | 8,261      | 269944 (0,07)             | Циклододекан  |
| 10                           | 8,418      | 33682766 (8,97)           | N,N-диметил-1-додеканамин                           |
| 11                           | 9,441      | 7053624 (1,88)            | N- (2-циано-4,5-диметокси)-1-пиразинацетамид        |
| 12                           | 9,596      | 22438908 (5,98)           | N,N- диметил-1-тетрадеканамин                       |
| 13                           | 10,366     | 4079517 (1,09)            | Пентетовая кислота                                  |
| 14                           | 10,662     | 251758 (0,07)             | N,N- диметил-1-нонаденанамин                        |
| 15                           | 11,270     | 778132 (0,21)             | Этилбензиламин                                      |
| 16                           | 11,605     | 945609 (0,25)             | Хлорангидрид (9Z,12Z)-9,12-октадекадиеновой кислоты |
| 17                           | 11,720     | 14893136 (3,97)           | N-метил-N-бензилтетрадеканамин                      |
| 18                           | 14,738     | 753560 (0,20)             | 2-(2-октенил)циклопентанон                          |
| 19                           | 16,476     | 50831450 (13,54)          | 1-циклогексил-2- пиримидин-2,4,6-трион              |
| 20                           | 16,885     | 6887383 (1,83)            | Метилвый эфир 2-метил-ноненовой кислоты             |
| <b>Всего</b>                 |            | <b>375494066 (100,00)</b> |   |

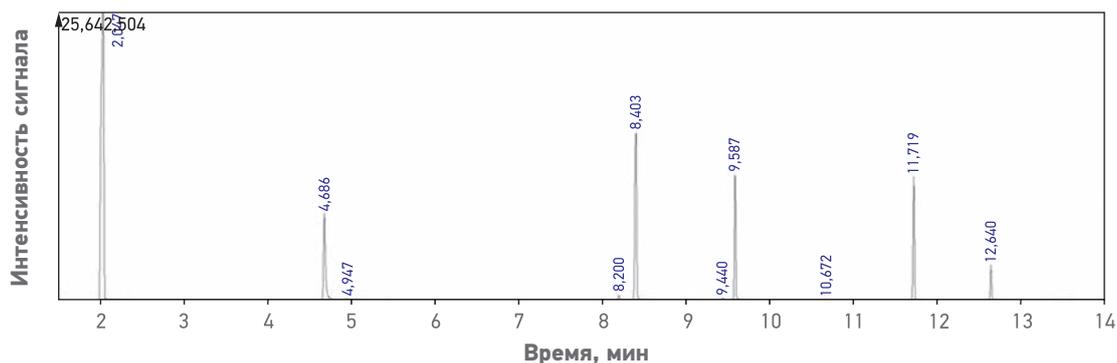


Рис. 2. Хроматограмма ингибитора АСПО, проба 2

Таблица 2

| Данные хроматограммы пробы 2 |            |                           |                                |
|------------------------------|------------|---------------------------|--------------------------------|
| Номер пика                   | Время, мин | Площадь (%)               | Название                       |
| 1                            | 2,047      | 58913685 (47,30)          | Толуол                         |
| 2                            | 4,686      | 13092205 (10,51)          | Бензилхлорид                   |
| 3                            | 4,947      | 189652 (0,15)             | N,N-диметил-бензолметанамин    |
| 4                            | 8,200      | 501666 (0,40)             | 1-Хлор-ундекан                 |
| 5                            | 8,403      | 23028238 (18,49)          | N,N-диметил-1-додеканамин      |
| 6                            | 9,440      | 184356 (0,15)             | 1-хлор-тетрадекан              |
| 7                            | 9,587      | 13048060 (10,48)          | N,N-диметил-1-тетрадеканамин   |
| 8                            | 10,672     | 83901 (0,07)              | N,N-диметил-1-пентадеканамин   |
| 9                            | 12,640     | 3231148 (2,59)            | N-метил-N-бензилтетрадеканамин |
| <b>Всего</b>                 |            | <b>124547586 (100,00)</b> |                                |

являясь ХОС, не относятся к легколетучим. Для подтверждения данного факта образце ингибитора АСПО (проба 2) был добавлен в сырую нефть в рабочей концентрации 150 мг/дм<sup>3</sup>, далее нефть была подвергнута перегонке в соответствии с ГОСТ Р 52247-2004 для получения нефти. В полученной нефти проведено определение содержания органически связанного хлора методами рентгенофлуоресцентной спектроскопии (метод В ГОСТ Р 52247-2004) и газовой хроматографии (ГХ) (Свидетельство об аттестации МИ № 01.00257-2013/17506-17 от 13.12.17 г.; ФР.1.31.2018.29025) [3]. Обоиими методами получено сопоставимое содержание органически связанного хлора в нефти: соответственно 2,8 ppm и 3,0 ppm. При этом следует отметить, что допустимая воспроизводимость метода В не должна превышать 2,0 ppm. Полу-

ченая разница результатов по двум разным методам составляет 0,2 ppm, что на порядок меньше даже допустимых расхождений результатов по методу В. Таким образом, результаты обнаружения бензилхлорида методом ГХ следует признать достоверными. При этом в нефти был определен только бензилхлорид C<sub>7</sub>H<sub>7</sub>Cl.

Проведенный эксперимент подтверждает отнесение C<sub>7</sub>H<sub>7</sub>Cl к ЛХОС и отсутствие перехода C<sub>11</sub>H<sub>23</sub>Cl, C<sub>14</sub>H<sub>29</sub>Cl, C<sub>18</sub>H<sub>31</sub>ClO в нефть. На рис. 3 представлен спектр бензилхлорида. При проведении анализов проб нефти с химическими реагентами на наличие ХОС методом газовой хроматографии [3] в составе одной из проб был обнаружен бензилхлорид C<sub>7</sub>H<sub>7</sub>Cl. Концентрация бензилхлорида в пересчете на реагент составила порядка

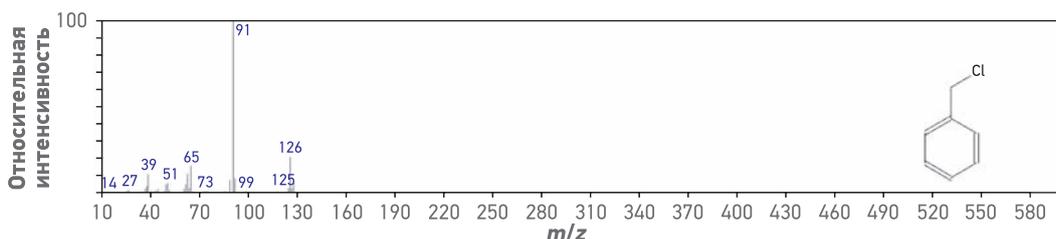


Рис. 3. Масс-спектр бензилхлорида из библиотеки хромато-масс-спектрометра Shimadzu GCMS-QP2010Ultra (*m* – масса компонента; *z* – заряд)

70 000 ppm. На данном этапе исследований было сделано предположение, что большое количество бензилхлорида  $C_7H_7Cl$  в пробах может быть вызвано как наличием самого вещества в химическом продукте, так и термической деструкцией ЧАС (алкилдиметилбензиламмоний хлорида) в ходе испытаний с образованием вторичного ХОС – бензилхлорида. Для определения источника ЛХОС в пробах химических реагентов были проведены дополнительные исследования на газовом хроматографе с детектором электронного захвата. На хроматограммах также наблюдались пики бензилхлорида. Поскольку наблюдаемая картина в пробах ингибитора коррозии и ингибитора АСПО аналогична, то в дальнейшем для иллюстрации приводятся хроматограммы только ингибитора АСПО (проба 2) (рис. 4).

Была проведена экстракция указанных химических реагентов смесью изооктана с водой в соотношениях (1:1:1). На полученных хроматограммах пики бензилхлорида не наблюдаются (рис. 5). Это свидетельствует, с одной стороны, о переходе ЧАС в водную фазу, с другой – о том, что обнаруженный ранее во время испытаний методами В (ГОСТ Р 52247-2004), хромато-масс-спектрометрии и ГХ без предварительной пробоподготовки) бензилхлорид появлялся в результате термической деструкции ЧАС.

## ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Соли ЧАС представляют собой органические производные иона аммония  $NH_4^+$ , в котором атомы водорода полностью или частично замещены органическими радикалами  $[R_{4-n}NH_n]^+An^-$ , где анион  $An^-$  – остаток органической или неорганической кислоты,  $n = 0-3$ . В ЧАС атом хлора находится не в ковалентном, а в ионном состоянии. Соли ЧАС являются компонентами ингибиторов коррозии и характеризуются функциональной группой (положительно заряженный атом азота) и липофильным остатком. Адсорбционно активная функциональная группа взаимодействует с поверхностью металла, адсорбируется на ней благодаря донорно-акцепторным и/или водородным связям, а липофильный фрагмент захватывает углеводороды нефти, создавая физический барьер между металлом и агрессивной средой [4]. Соли ЧАС обладают ингибирующими, эмульгирующими и бактерицидными свойствами [4]. Наиболее часто применяется соединение алкилдиметилбензиламмоний хлорид, который сам по себе не является ЛХОС, так как в этом случае нет связи C-Cl (признак хлорорганического соединения),

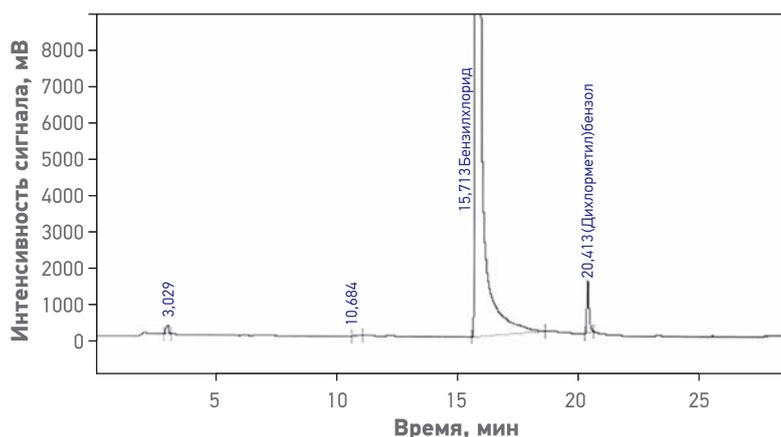


Рис. 4. Хроматограмма ингибитора АСПО (проба 2)

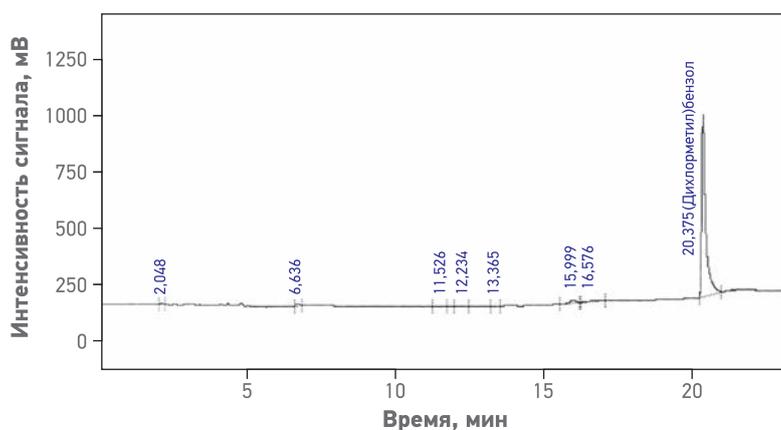


Рис. 5. Хроматограмма ингибитора АСПО (проба 2) после экстракции

а есть ионная связь  $R-NH_4^+Cl^-$ . Однако соединения этого класса могут быть термически неустойчивыми и подвергаться деструкции при нагревании до температуры 204 °С с образованием бензилхлорида, который относится к классу ЛХОС. ГОСТ Р 52247-2004 регламентирует методы определения ЛХОС применительно к нефти, а не к химическим реагентам, и предусматривает обязательную стадию отгонки фракции нефти. Именно на этой стадии и происходит деструкция ЧАС с образованием бензилхлорида. Подобное поведение ЧАС было выявлено в АНО «ГЦСС «Нефтепромхим» в 2006 г. при исследовании ряда реагентов, имеющих в своем составе ЧАС. Образующийся в результате термического разложения ЧАС бензилхлорид выявляется любым методом, предлагаемым в ГОСТ Р 52247-2004. При прямом хроматографировании подобных химических реагентов на хроматограмме присутствует пик, характерный по времени удерживания для бензилхлорида, который также является следствием разрушения ЧАС в условиях хроматографирования (температура испарителя 220 °С). Однако, если подобный химический реагент подвергнуть экстракции подходящим органическим растворителем, то на хромато-

грамме экстракта данный пик не регистрируется. Это свидетельствует о том, что изначально бензилхлорид в химическом продукте отсутствует и не появляется в результате термического разрушения ЧАС, так как ЧАС в данном случае остается в водной (полярной) фазе. В случае, когда бензилхлорид изначально присутствует в химическом реагенте, при экстракции как неполярное соединение он переходит в неполярную фазу – органический растворитель. Как правило, соли четвертичных аммониевых оснований являются водорастворимыми и на стадии первичной подготовки

технологического регламента объекта, на котором планировалось применение химического реагента.

При анализе Технологического регламента выяснилось, что ингибитор АСПО применяется для снижения рисков образования органических отложений и предотвращения их накопления в системе подготовки и транспорта нефти. Реагент подается на устье добывающих скважин, далее на вход в процесс подготовки нефти и выход нефти из стриппинг колонны перед погрузкой в танкер. Таким образом, ингибитор АСПО, содержащий ЧАС, в соответствии с Технологическим регламентом должен был дозироваться в уже подготовленную нефть. В этом случае водорастворимые ЧАС не могут перераспределиться и остаются в товарной нефти, впоследствии разлагаясь с образованием ЛХОС – бензилхлорида, что определяется по методикам ASTM D4929 и ГОСТ Р 52247-2004. Для определения количества ЛХОС, образующегося в результате разложения ЧАС, образец ингибитора АСПО (проба 2) был добавлен в сырую нефть в концентрации 150 мг/дм<sup>3</sup>. Образец нефти с химическим реагентом был подвержен перегонке в соответствии с ГОСТ Р 52247-2004, выход нефти (фракции, выкипающей до температуры 204 °С) составил 15,5 %. В отогнанной фракции нефти было проведено определение содержания ЛХОС – обнаружен бензилхлорид в количестве 10,7 ppm, что в пересчете на органически связанный хлор составляет 3,0 ppm<sup>1</sup>. Аналогично был проведен эксперимент с химическим реагентом, не содержащим ЧАС и ЛХОС. Образец ингибитора солеотложений добавили в сырую нефть в концентрации 20 мг/дм<sup>3</sup>. Образец нефти с химическим реагентом подвергли перегонке в соответствии с ГОСТ Р 52247-2004, выход нефти (фракции, выкипающей до температуры 204 °С) составил 15,5 %. Проведенные исследования ото-

## ОДНИМ ИЗ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ МОГУТ БЫТЬ ХИМИЧЕСКИЕ ПРОДУКТЫ, СОДЕРЖАЩИЕ ЛХОС ЛИБО В КАЧЕСТВЕ СОСТАВЛЯЮЩЕГО КОМПОНЕНТА, ЛИБО В ВИДЕ ПРИМЕСИ, ОСТАВШЕЙСЯ В НИХ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПОЛУЧЕНИЯ

(обезвоживания и обессоливания) нефти переходят из органической (нефтяной, неполярной) фазы в более полярную фазу – воду, т.е. нахождение их в нефти после первичной подготовки в больших количествах маловероятно. На практике подача химически реагентов, содержащих ЧАС, в сырую нефть перед процессом обезвоживания и обессоливания не должно влиять на повышение содержания ЛХОС в товарной нефти, либо это влияние может быть незначительным (вследствие неполного перехода ЧАС из нефтяной в водную фазу). Подача химических реагентов, содержащих ЧАС, в товарную нефть будет приводить к повышению содержания ЛХОС в процессе разделения последней на фракции на НПЗ.

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Поскольку наличие ЧАС в ингибиторах АСПО не является характерным, был проведен анализ

<sup>1</sup>Хроматографический метод предусматривает определение целого хлорорганического соединения, имеющего углеводородную часть, связанную с ионами хлора. Для расчета непосредственно органически связанного хлора, нормируемого по ГОСТ Р 51858-2002, используется расчетный метод. *Пример.* Молекулярная формула бензилхлорида имеет вид C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>-CH<sub>2</sub>-Cl. Молекулярная масса данного соединения составляет: (12·6+1·5+12+1·2+35,5) = 126,5 г/моль.

Поскольку в 126,5 г бензилхлорида содержится 35,5 г хлора, коэффициент перевода данного хлорорганического соединения на органически связанный хлор  $k = 35,5 : 126,5 = 0,28$ . Хроматографический метод анализа основан на том, что по каждому индивидуальному хлорорганическому соединению строится градуировочный график зависимости аналитического сигнала (площадь пика) от массовой концентрации растворов ЛХОС, приготовленных из стандартных образцов. Таким образом, непосредственно определяется индивидуальное содержание ХОС, затем путем пересчета найденное содержание ЛХОС переводится в содержание органически связанного хлора, в соответствии с ГОСТ Р 52247-2004.

*Пример.* Найдено 10,7 ppm бензилхлорида, тогда содержание органически связанного хлора составит 10,7 ppm·0,28 = 2,996 ppm. Округляем до одного знака после запятой и получаем 3,0 ppm органически связанного хлора.

гнанной фракции нефти на содержание ЛХОС выявили их отсутствие.

## Выводы

1. Обнаруженные в ингибиторе АСПО (проба 2) методом газовой хроматографии ХОС ( $C_{11}H_{23}Cl$ ,  $C_{12}H_{25}Cl$ ,  $C_{14}H_{29}Cl$ ,  $C_{18}H_{31}ClO$ ) не были выявлены после перегонки по методу В (ГОСТ Р 55247-2004) в нефти, содержащей тот же самый реагент. Это свидетельствует о том, что данные вещества, являясь ХОС, не относятся к легколетучим.
2. Проведенные исследования ХОС в нефти, в которую был добавлен ингибитор АСПО (содержащий ХОС) концентрацией  $150 \text{ мг/дм}^3$ , методами рентгенофлуоресцентной спектроскопии и ГХ позволили получить сопоставимые количества органически связанного хлора в нефти: по методу В (ГОСТ Р 52247-2004) –  $2,8 \text{ ppm}$ , по методу ГХ –  $3,0 \text{ ppm}$ .
3. При анализе химических реагентов (проба 2) на содержание органических хлоридов методами, предусмотренными ASTM D4929 и ГОСТ Р 52247-2004, наблюдается разложение ЧАС с образованием ЛХОС при отгонке нефти.
4. Для предотвращения попадания ЛХОС в подготовленную или товарную нефть не рекомендуется добавлять в нее ингибиторы парафиноотложений, депрессорные при-

садки и иные химические реагенты, содержащие соли ЧАС, способствующие образованию ЛХОС.

5. На МЛСП изменена процедура входного контроля, добавлены исследования по определению содержания ЛХОС и солей ЧАС (способных образовывать ЛХОС) в реагентах с целью предотвращения попадания ХОС в товарную нефть.
6. При анализе химических реагентов на содержание органических хлоридов методами, предусмотренными ASTM D4929 и ГОСТ Р 52247, необходимо учитывать возможность разложения ЧАС с образованием ЛХОС при отгонке нефти.
7. Вопрос полноты перехода ЧАС из органической (нефтяной, неполярной) фазы в более полярную фазу – воду на стадии первичной подготовки (обезвоживания и обессоливания) нефти требует дополнительного изучения.
8. Необходимо проведение дополнительных исследований с целью изучения возможных реакций в нефти с участием ХОС и влияния тяжелых ХОС на процессы нефтепереработки и качество нефтепродуктов.

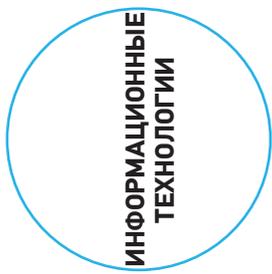
---

## Список литературы

1. Крикун Н.Г. Утраченный контроль. Проблемы применения химпродуктов в нефтяной отрасли России // ТехНАДЗОР. – 2012. - № 8(69). – С. 40–41.
2. Okhlopkov A.S. Свойства товарной сырой нефти, позволяющие идентифицировать источник нефтяного загрязнения окружающей природной среды: дис. ...канд. хим. наук. – Нижний Новгород, 2015. – 130 с.
3. ASTM D4929. Standard Test Method for Determination of Organic Chloride Content in Crude Oil. ФР.1.31.2018.29025 «Химические продукты. Определение массовой доли легколетучих хлорорганических соединений хроматографическим методом. Методика (метод) измерений».
4. Угрюмов О.В., Ившин Я.В. Азотфосфорсодержащие ингибиторы коррозии нефтепромышленного оборудования. – Казань: КГУ, 2009. – 213 с.

## References

1. Krikun N.G., *Lost control. Problems of chemical products in the Russian oil industry* (In Russ.), TekhNADZOR, 2012, no. 8(69), pp. 40–41.
2. Okhlopkov A.S., *Svoystva tovarnoy syroy nefi, pozvolyayushchie identifikirovat' istochnik nefyanogo zagryazneniya okruzhayushchey prirodnoy sredy* (Properties of commercial crude oil, allowing to identify the source of oil pollution of the environment): thesis of candidate of chemical science, Nizhniy Novgorod, 2015.
3. ASTM D4929, *Standard test method for determination of organic chloride content in crude oil*.
4. Ugryumov O.V., Ivshin Ya.V., *Azotfosforsoderzhashchie inhibitory korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya* (Nitrogen phosphorus inhibitors of oilfield equipment corrosion), Kazan: Publ. of KSU, 2009, 213 p.



УДК  
658.012.011.56

© Коллектив  
авторов, 2019

# ИНСТРУМЕНТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСЧЕТА СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

**С.Ю. Донсков, Д.В. Гордеева, А.Р. Кашафутдинова, А.А. Жуков**  
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпром нефть НТЦ»)  
**Д.В. Юриков**  
ООО «ИТСК», г. Тюмень

**Электронный адрес:** Gordeeva.DV@gazpromneft-ntc.ru

Перед компанией «Газпром нефть» стоит задача повышения эффективности капитальных проектов, в частности сокращению сроков их реализации. Для этого было принято решение о формировании расчета стоимости строительства по укрупненным единичным расценкам. В статье рассматривается инструмент, созданный для автоматизации процессов формирования и расчета стоимости строительства по укрупненным единичным расценкам – программное обеспечение «РиМ» (Расчет и Мониторинг).

**Ключевые слова:** укрупненная единичная расценка (УЕР), капитальное строительство, стоимость договора, стоимость выполнения работ, расчет стоимости, контрактование

THE TOOL DESIGNED TO AUTOMATE THE PROCESS OF FORMING AND CALCULATING

**S.Y. Donskov, D.V. Gordeeva, A.R. Kashafutdinova, A.A. Zhukov**  
Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen  
**D.V. Yurikov**  
ITSC LLC, RF, Tyumen

The company is faced with the task of increasing the efficiency of capital projects, in particular, reducing the implementation time. To solve this problem, it was decided to make the valuation of construction by using aggregated unit rates. The article tells about a tool designed to automate the processes of forming and calculating the cost of construction at aggregated unit rates - software "C&M" (Calculation and Monitoring).

**Keywords:** aggregated unit rate (UUR), construction, cost of construction, valuation, contracting

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-70-73

## ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях добычи доля трудноизвлекаемых запасов в общей добыче неуклонно возрастает. Для сохранения рентабельности и конкурентоспособности необходимо разрабатывать новые технологии. Поэтому перед компанией «Газпром нефть» стоит задача повышения эффективности капитальных проектов, в частности сокращения сроков их реализации.

Чем быстрее месторождение будет обустроено и готово к началу добычи, тем скорее окупятся капитальные вложения в проект. Подход к определению стоимости договора с использованием укрупненных единичных расценок (УЕР) позволяет определить стоимость договора и выбрать подрядную организацию на раннем этапе проекта. УЕР – это

комплексная расценка, установленная для принятого измерителя стоимости строительных и/или монтажных работ по выполнению типовых/унифицированных технологических операций.

Согласно общепринятой методике для определения цены договора на строительство объемы и стоимости работ оцениваются по рабочей и сметной документации на этапе проекта «Реализация». Далее выбирается подрядная организация, заключается договор, выполняется подготовка к работам и начинается строительство.

Благодаря использованию УЕР определить стоимость договора и выбрать подрядную организацию можно на более раннем этапе проекта – «Определение». На данном этапе известны основные технические параметры объекта. С использованием типовых техниче-

ских решений для определения объемов работ и УЕР для определения стоимости появляется возможность сформировать рамочную стоимость договора. Впоследствии по мере выхода рабочей документации требуется уточнение объемов работ, по результатам которого заключается наряд-заказ к рамочному договору.

Несмотря на появление дополнительных действий суммарное сокращение сроков реализации проекта достигает 3-6 мес за счет раннего контрактования и возможности ранней организации подготовки к строительным работам (рис. 1).

## ПОСТАВЛЕННЫЕ ЗАДАЧИ

Для реализации описанной схемы была выбрана цель и выявлены слабые места процесса определения стоимости договора с использованием УЕР, такие как:

- отсутствие специализированного инструмента для формирования стоимости с использованием УЕР;
- отсутствие единой методики расчета стоимости строительства;
- использование различных сметно-нормативных баз в дочерних обществах Группы компаний «Газпром нефть».

В связи с этим были поставлены следующие задачи:

- 1) разработка инструмента;
- 2) обеспечение единообразия методики расчета стоимости договора на выполнение

строительно-монтажных работ на объектах капитального строительства в дочерних обществах;

3) формирование общего перечня УЕР, доступного для использования в дочерних обществах.

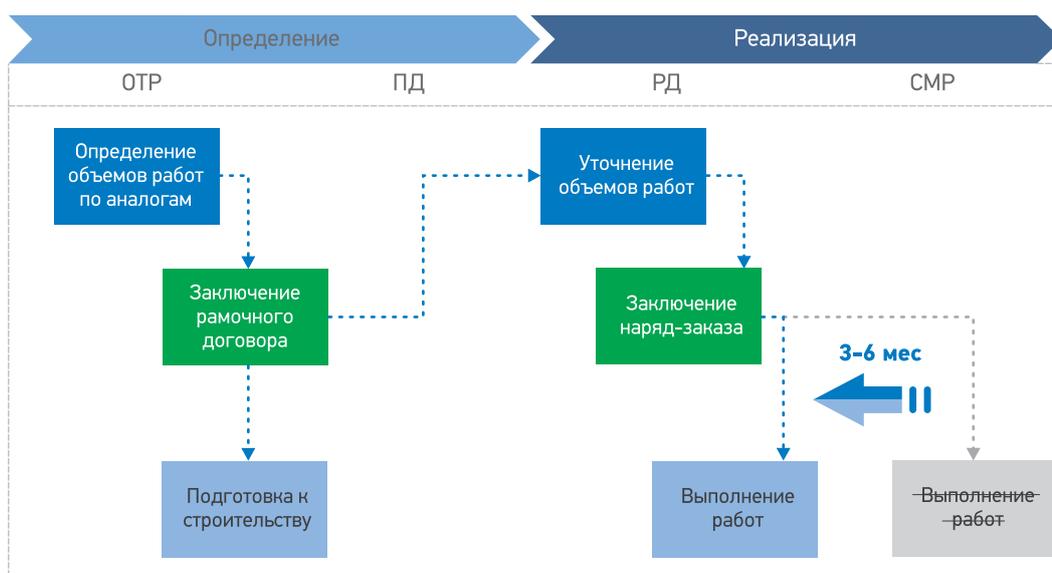
## ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ «РИМ.РАСЧЕТ»

Для решения первой задачи разработано программное обеспечение (ПО) «РиМ.Расчет» («РиМ» – расчет и мониторинг – наименование системы, «Расчет» – первый программный модуль). Программа обеспечивает взаимодействие специалистов при подготовке расчета стоимости, позволяет уменьшить влияние человеческого фактора, автоматизирует процесс расчета стоимости строительства и сокращает время на выполнение рутинных операций по подготовке пакета документов.

Основные функции ПО «РиМ.Расчет».

1. Оптимизация процесса работы с УЕР – основной инструмент для работы с единичными расценками. Для создания УЕР формируются сметы-основания, которые имеют определенный набор параметров, для дальнейшего корректного отображения и работы расценки в программе.

2. Обеспечение взаимодействия специалистов различных отделов при подготовке расчета стоимости: появляется единая система, которая облегчает коммуникации специали-



**Рис. 1.** Схема контрактования с использованием УЕР (ОТР – основные технические решения; ПД – проектная документация; РД – руководящие документы; СМР – строительно-монтажные работы)

стов, сокращает время предоставления обратной связи, повышает вовлеченность в процесс.

Программа устанавливается в проектно-офисе дочернего общества и доступна специалистам отдела ценообразования, производственного отдела и отдела комплектации.

Взаимодействие специалистов происходит следующим образом (рис. 2). Специалист отдела ценообразования загружает сборник УЕР из интегрированной базы данных стоимостных и технических показателей объектов капитального строительства, при необходимости добавляет недостающие расценки либо формирует новый сборник расценок. В базе данных сборники расценок сгруппированы по видам строительных работ: инженерная подготовка, строительство автодороги, обустройство кустов скважин, линии электропередачи, строительство трубопроводов, площадочных объектов. Далее сборник УЕР передается в производственный отдел. Специалист производственного отдела загружает ранее сформированную ведомость объемов работ (ВОР) из интегрированной базы данных стоимостных и технических показателей объектов капитального строительства или формирует ВОР: указывает объемы работ, а также потребности в основных материально-технических ресурсах (МТР) и оборудова-

нии. Далее ВОР передается в отдел комплектации. Специалист отдела комплектации указывает стоимости основных МТР и оборудования и выделяет их для поставки заказчику. В ходе подготовки ВОР загружаются в программный модуль «РиМ.Расчет» для консолидации и определения стоимости строительства. После подготовки всех ведомостей специалист отдела ценообразования проверяет корректность составления расчета в окне предварительного просмотра, определяет методы расчета прочих затрат и порядок включения их в расчет стоимости строительства, затем программа формирует расчеты в формате Excel в двух редакциях – для заказчика и подрядчика.

Следует отметить, что полученный пакет документации используется и в смежных процессах: этот же расчет является шаблоном для подачи коммерческих предложений. 3. Уменьшение влияния человеческого фактора, который возникает в процессе формирования стоимости договора из-за трудоемкости и большого объема рутинных операций, выполняемых специалистами различных служб.

В программе «РиМ.Расчет» заложен алгоритм двухэтапной проверки с целью выявления ошибок, которые допускают пользователи при формировании сборника расценок или ведомостей, т.е. исходные данные прове-

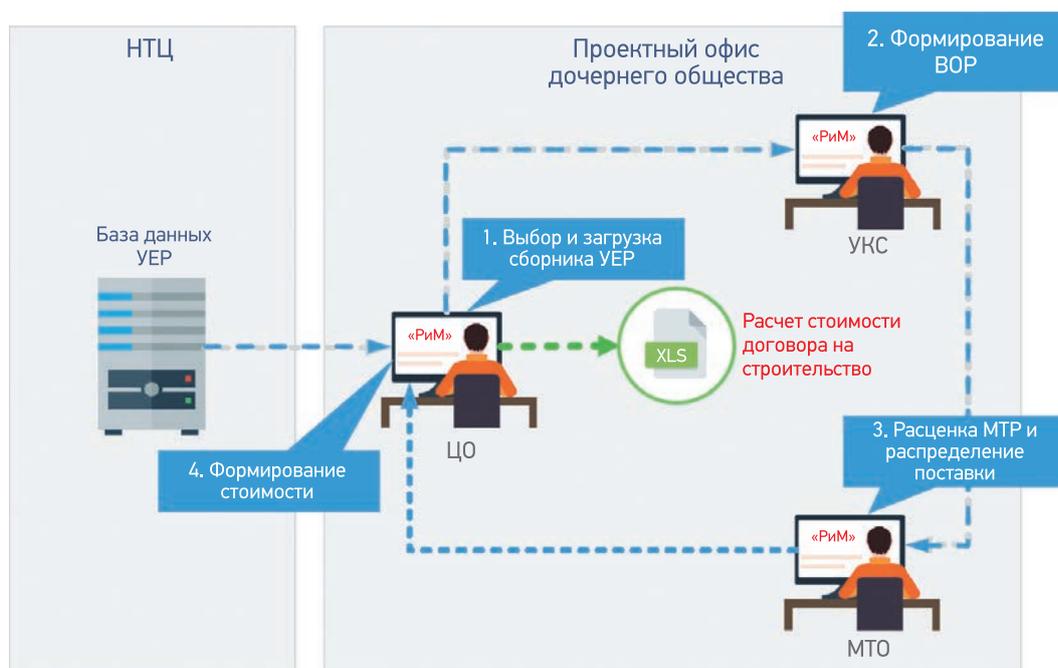


Рис. 2. Схема взаимодействия специалистов дочернего общества при формировании стоимости строительства с использованием ПО «РиМ.Расчет» (ЦО – центр обработки; УКС – управление капитального строительства; МТО – материально-техническое обеспечение)

ряются на соответствие разработанным требованиям.

4. Автоматизация процесса формирования пакета документов. Персонализированный пакет документов автоматически выгружается в формате Excel. Полученный пакет документов можно использовать для:

- подготовки договорного пакета документов;
- определения удельных показателей строительства;
- определения лимитов затрат для представления инвестиционным комиссиям;
- подготовки документации по закупке МТР и оборудования.

Для решения второй задачи разработан единый подход к формированию УЕР и определению стоимости выполнения работ.

Разработано «Руководство пользователя ПО «РиМ.Расчет», которое регулярно корректируется по мере обновления программы.

Для описания всех параметров сметы – основания для формирования УЕР создан документ «Требования к сметам – основаниям», на базе которого специалисты дочерних обществ и проектных институтов формируют расценки. Кроме того, разработаны методические документы по кодировке и разработке УЕР, в которых указаны основные положения и правила по разработке и присваиванию уникальных кодов УЕР.

Для формирования единого подхода к определению стоимости выполнения работ разработан документ «Порядок расчета стоимости в рамках программного обеспечения «РиМ.Расчет».

## ИНТЕГРИРОВАННАЯ БАЗА ДАННЫХ

Для решения третьей задачи по формированию общего перечня УЕР выполняется работа по созданию и наполнению интегрированной

базы данных стоимостных и технических показателей объектов капитального строительства. Наполненные базы данных позволят получить дополнительно оптимизировать процесс, так как специалисты смогут воспользоваться УЕР и ВОР, сформированными на базе основных типовых решений либо объектов-аналогов. База данных доступна для применения во всех дочерних обществах, работающих с программой «РиМ.Расчет».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПО «РиМ.Расчет» установлено и активно используется в дочерних обществах компании «Газпром нефть» с октября 2018 г., за этот период успешно рассчитан 61 объект строительства. Научно-технический Центр «Газпром нефти» обеспечивает методологическую и техническую поддержку пользователей. На модуль «РиМ.Расчет» было получено свидетельство о государственной регистрации. Программный модуль «РиМ.Расчет» является основным инструментом для работы с УЕР. Он представляет собой автоматизированный комплекс, который удобен для работы смежных специалистов, так как создает единое рабочее пространство и упрощает рутинные процессы формирования стоимости строительства.

Следующая цель и этап развития программы – организация мониторинга проведения работ, в частности оптимизация процесса приемки выполненных работ. Для этого запланирована разработка модуля «Учет», который позволяет сохранять преемственность решений на этапе строительства, регистрировать изменения и управлять ими.

---

### Список литературы

1. МДС 81-35-2004. «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» (действует с 09 марта 2004 г.).
2. Сапожникова С.А., Коркишко А.Н. Формирование прейскуранта укрупненных единичных расценок для обустройства нефтегазовых месторождений // Проблемы современной экономики. – 2017. - № 1 (61). – С. 142-146;
3. Серебрякова С.Г. Стоимостной инжиниринг, формирование укрупненных единичных расценок для обустройства нефтегазовых месторождений // Тр. Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе». – 2018. – С. 162-165.

### References

1. MDS 81-35-2004, *Metodika opredeleniya stoimosti stroitel'noy produkcii na territorii Rossiyskoy Federatsii* (Methodology for determining the cost of construction products in the Russian Federation).
2. Sapozhnikova S.A., Korkishko A.N., *Formation of the pricelist of enlarged unit prices for the development of oil and gas deposits* (Russia, Tjumen') (In Russ.), *Problemy sovremennoy ekonomiki*, 2017, no. 1(61), pp. 142-146;
3. Serebryakova S.G., *Stoimostnoy inzhiniring, formirovanie ukрупnennykh edinichnykh rastsenok dlya obustroystva neftegazovykh mestorozhdeniy* (Cost engineering, the formation of integrated unit rates for the development of oil and gas fields), *Proceedings of International scientific and practical conference of students, graduate students, young scientists and specialists "Energoberezhenie i innovatsionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse"* (Energy conservation and innovative technologies in the fuel and energy complex), 2018, pp. 162-165;

# ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

**Эльвира Римовна КЕРИМОВА**, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ») (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

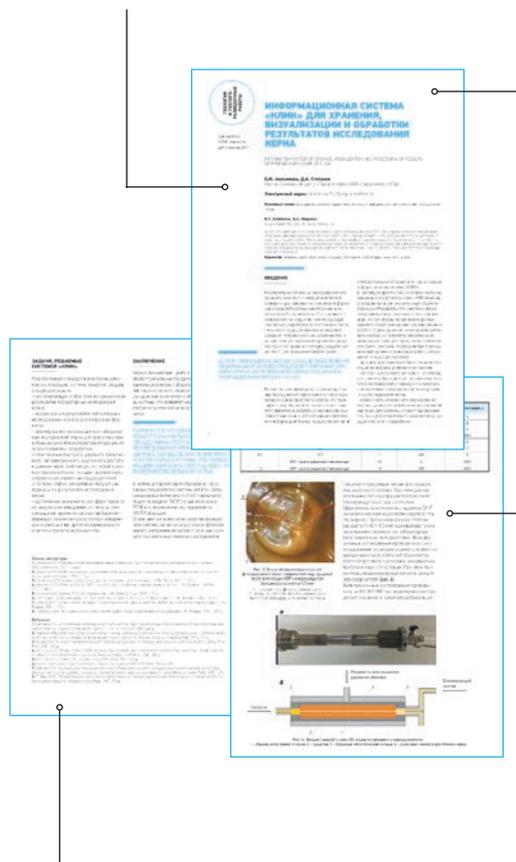
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

**АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ** должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

## СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

**ОБЪЕМ СТАТЬИ** не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки)



**ТАБЛИЦЫ** выполняются в Word, Excel, не рисунком.

**РИСУНКИ** в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

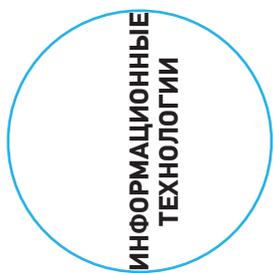
Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

**ДАННЫЕ.** Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

**ФОРМУЛЫ.** Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы лучше выполнять в Word.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.** В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.



# АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО МАРКШЕЙДЕРА

УДК  
658.012.011.56

© Е.А. Горбунов,  
А.А. Большаков,  
Д.А. Степанов, 2019

**Е.А. Горбунов**

ООО «Газпромнефть-ГЕО»

**А.А. Большаков, Д.А. Степанов**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Электронные адреса:** bolshakov.aa@gazpromneft-ntc.ru, Stepanov.DA@gazpromneft-ntc.ru, Gorbunov.EA@gazprom-neft.ru

Целью создания программы автоматизированного рабочего места маркшейдера (АРММ) была автоматизация выполнения маркшейдерских расчетов и маркшейдерского контроля, в том числе расчета направления бурения скважин, проектных и фактических инклинометрий. А также создание единого хранилища данных и расчетного инструментария для маркшейдерских служб компании в соответствии с принятыми методическими документами. АРММ автоматизирует все задачи, связанные с расчетом местоположения скважин. Программа позволяет загружать траекторию ствола скважины, координаты устья скважины, проектные цели непосредственно через интерфейсные формы и из файлов формата XLS. Для загрузки инклинометрии в геологическую базу данных используются форматы LST, XLS, GRS, LAS, CSV, DEV и т.д. Расчеты в программе позволяют решать прямую и обратную геодезические задачи. Расчет магнитного склонения на устье скважины выполняется на основе магнитной модели IGRF. АРММ позволяет работать с различными системами координат (географическими и прямоугольными), принятыми в компании. Расчет координат оси ствола скважины осуществляется на основе стандартных методик, рекомендованных в отраслевой нормативной документации.

Контроль доступа пользователей к данным осуществляется как на уровне базы данных, так и на уровне пользовательского интерфейса. Проверка при входе в систему осуществляется по профилю пользователя, состоящему из уровня доступа и перечня доступных месторождений. Система имеет единую витрину данных, содержащую пространственную и атрибутивную информацию, с разделением доступа по доменной учетной записи для работы геодезических служб дочерних обществ с помощью любых «толстых» клиентов (ArcGIS, QGIS и т.д.).

**Ключевые слова:** автоматизация маркшейдерской деятельности, пересчет координат, расчет инклинометрии, магнитного склонения, направлений на цели, хранение результатов маркшейдерских расчетов, загрузка данных инклинометрии

## AUTOMATED WORKPLACE OF A SURVEYOR

**E.A. Gorbunov**

Gazpromneft-GEO LLC, RF, Saint-Petersburg

**A.A. Bolshakov, D.A. Stepanov**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The purpose of creating the program of the automated workplace of a surveyor (AWS) was to automate the performance of surveying calculations and conduct surveying control in calculating the direction of drilling wells, project and actual inclinometers. Creation of a unified corporate database and calculation tools for surveying services of the company in accordance with accepted methodological documents. AWS automates all tasks related to manage locations of the well. The program allows to load the trajectory of wellbore, wellhead coordinates, project targets directly through interface forms and from .xls files. To upload the survey to the geodatabase, AWS uses data in the formats .lst, .xls, .grs, .las, .csv, .dev, etc. Calculations in the program allow solving a direct and reverse geodetic task. Calculation of magnetic declination at the wellhead is performed on the basis of the magnetic model IGRF. It is possible to work with various coordinate systems (geographic and projections) adopted by the company. The calculation of the coordinates of the axis of the wellbore is carried out on the basis of standard methods recommended in the industry normative documentation. Controlling user access to the service information can be performed both in the geodatabase and in the user interface. Verification at system login by user profile which consists of the access level and list of available fields. The system has a single data mart containing spatial and attributive information with access sharing by the AD user for the work of surveying services of various operators with the help of any thick clients (ArcGis, QGIS etc.).

**Keywords:** automate the performance of surveying, calculation of inclinometry, calculation of magnetic declination, calculation of the direction of drilling, storage of surveying calculations, upload of inclinometry data

**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-4-74-80

## ВВЕДЕНИЕ

При проектировании, строительстве и эксплуатации скважин одними из важнейших маркшейдерских работ являются:

- расчет направлений на проектные геологические цели от положения проектного и фактического устьев скважины;
- контроль расположения геологических

целей в пределах границ горного отвода и лицензионного участка;

- контроль проводки ствола скважины по проектной траектории с оценкой отклонений фактического положения пробуренного ствола от проектного направления;
- оценка положения забоя скважины относительно круга допуска заданной геологической цели.

Если в результате расчета траектории скважины оказывается, что проектное решение не может быть реализовано в силу технико-технологических ограничений, то маркшейдерские расчеты повторяются с новыми исходными данными.

Особенностью данных расчетов является выполнение их с использованием определенных картографических проекций, систем координат и моделей магнитного поля Земли (закрепленных стандартом компании «Газпром нефть») [1].

В рамках проекта LEANИЯ, направленного на оптимизацию существующих бизнес-процессов, было разработано программное обеспечение (ПО) «Автоматизированное рабочее место маркшейдера» (АРММ). Целью создания ПО АРММ была автоматизация выполнения маркшейдерских расчетов направлений бурения и маркшейдерского контроля проводки ствола скважины. Одна из задач проекта заключалась в создании единого ресурса хранения геологической информации, материалов ее обработки и расчетов, итоговых данных, переданных в бурение, и других сведений, поступающих в маркшейдерскую службу, а также обеспечение сотрудников всех производственных служб актуальной маркшейдерской информацией.

Имеющееся на рынке ПО, как правило, подходит для выполнения какой-то одной из перечисленных работ либо предполагает дополнительную доработку (или написание макросов). Ведение при этом базы данных (БД) расчетов, координат проектных и фактических целей, устьев скважин является отдельной задачей и в коммерческих предложениях стоит обособленно.

## СТРУКТУРА И ФУНКЦИОНАЛ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Интерфейс ПО АРММ основан на принципе выделения блоков и взаимосвязей между ними (рис. 1):

- проектные геологические цели бурения;
- маркшейдерские расчеты направлений бурения скважин;
- расчет траектории ствола скважин по элементам пространственного положения. Блок маркшейдерских расчетов при проектировании направлений бурения скважин включает следующие модули:
  - загрузки и корректировки геологических целей: позволяет вносить проектный фонд, используемый в дальнейшем для расчета направлений и контроля расположения внутри границ горного отвода и лицензионного участка;
  - загрузки, редактирования координат кустовых площадок, буровых станков и позиций бурения;
  - расчета направлений бурения: определяются дирекционный угол направления на цель от устья скважины, азимуты (истинный и магнитный) с вычислением актуального магнитного склонения на заданную дату;
  - контрольного расчета проектной инклинометрии методом средних углов и наименьшего радиуса кривизны с вычислением отклонений от проектных целей.

Блок маркшейдерских расчетов при строительстве скважин включает модули:

- загрузки маркшейдерских привязок буровых станков и устьев скважин;
- контрольного расчета фактической инклинометрии с возможностью задания даты выполнения каждого замера с целью вычисле-

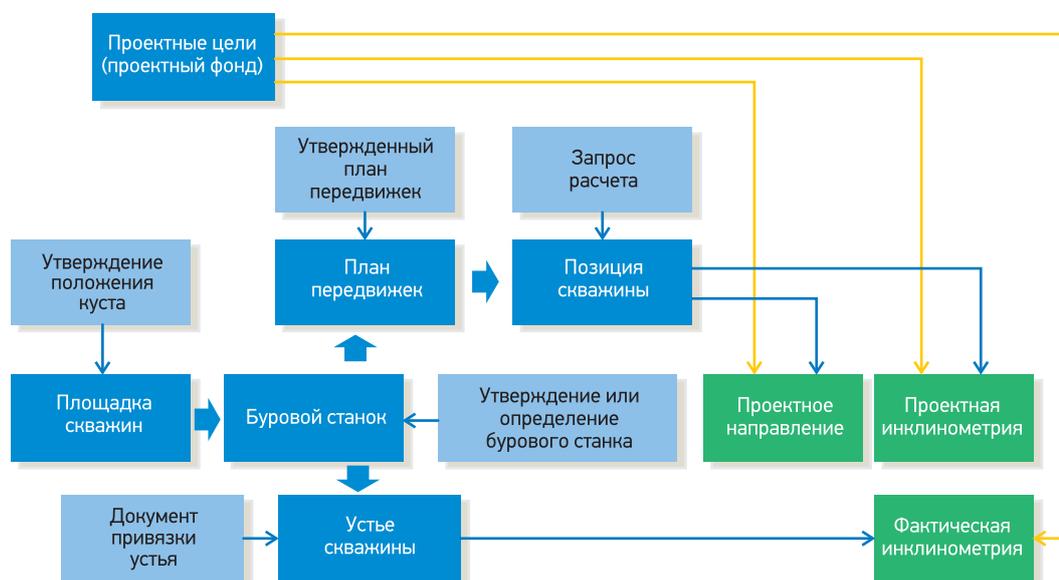


Рис. 1. Блок-схема организации маркшейдерских расчетов в ПО АРММ

ния актуального магнитного склонения на дату замера и вычислением отходов от проектной цели.

Платформой для организации хранения данных ПО АРММ выбрана система ГеоБД – корпоративное хранилище геолого-геофизической информации Научно-Технического Центра «Газпром нефти» на основе СУБД Oracle.

## БЛОК МАРКШЕЙДЕРСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Специалистами геологической службы задаются геологические цели, которые в дальнейшем передаются в маркшейдерскую службу для кустования скважин и расчетов проектного направления бурения. Одновременно специалисты выполняют контроль расположения геологических целей в установленных границах горного отвода и лицензионного участка.

В блоке проектных целей ПО АРММ происходят загрузка и корректировка заданных геологических целей. Загрузка проводится при обязательном внесении документа, подтверждающего происхождение целей. Для каждой из целей могут быть заданы видимость, актуальность и подпись, используемые для автоматизации их отображения на цифровом дежурном маркшейдерском плане. Для документа в целом может быть задана актуальность, которая влияет на все цели данного документа (рис. 2).

Для всех проектных расчетов вводится понятие позиции бурения. Позиция может задаваться координатами, а также автоматически рассчитываться по значению сдвижки и направлению движения станка от предыдущей скважины.

В маркшейдерской службе выполняется маркшейдерский расчет направлений бурения от положения первой скважины на проектные цели. В ходе расчетов определяются: – горизонтальное проложение от устья до проектной цели  $D$ ;

– дирекционный угол направления на цель от устья скважины  $\alpha$ ;

– геодезический (истинный) азимут направления на цель  $A_{И}$ ;

– магнитный азимут направления на цель  $A_{М}$ ;

– значение сближения меридианов  $\gamma$ ;

– значение магнитного склонения  $\delta$  на установленную дату расчета.

Связь между магнитным, истинным азимутами и дирекционным углом определяется уравнением

$$A_{М} = A_{И} - \delta = \alpha - (\delta - \gamma). \quad (1)$$

Сближение меридианов вычисляется по формуле

$$\gamma = l'' \sin B + \frac{l''^3}{3\rho^2} \sin B \cos^2 B (1 + 3\eta^2 + 2\eta^4) + \frac{l''^5}{15\rho^4} \sin B \cos^4 B (2 - \operatorname{tg}^2 B), \quad (2)$$

где  $B$  – геодезическая широта;  $l''$  – разность

долгот, с;  $\eta = \cos B \sqrt{\frac{e^2}{1-e^2}}$ ;  $e^2$  – квадрат экс-

центриситета эллипсоида;  $\rho$  – число угловых секунд в 1 рад ( $\rho = 206264,806''$ ).

Значение магнитного склонения определяется с использованием актуальной модели геомагнитного поля Земли IGRF (International Geomagnetic Reference Field). IGRF представляет собой серию математических моделей главного магнитного поля Земли и его вековой вариации. Каждая модель описывается набором сферических гармонических (или гауссовых) коэффициентов ( $g$  и  $h$ ), полученных в результате разложения по сферическим гармоникам геомагнитного потенциала. Модель IGRF насчитывает 12 поколений, последнее утвержденное относится к 2015 г. и использует уже разложение на сферические гармоники с глубиной вплоть до функций Лежандра 13-й степени и порядка [2].

| Система маркшейдерского контроля входных данных АРММ |            |             |              |                               |          |   |      |   |
|--|------------|-------------|--------------|-------------------------------|----------|---|------|---|
| Цели   |            |             |              |                               |          |   |      |   |
| ООО Тест   |            |             |              |                               |          |   |      |   |
| Реестр поступления документов указания целей         |            |             |              |                               |          |   |      |   |
| id   | Дата       | Отправитель | Наименование | ✓                             | Документ | Цели  | Цели |   |
| 6175   | 01.09.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель скв.737 (пустышка) куст2 | ✓        | 6175_celi_yukm_2-h_sivohnaya.msg              | Есть | ○ |
| 4895   | 13.07.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2 скв.725PL         | ✓        | 4895_dob_pilot_725_yukm.msg                   | Есть | ○ |
| 4565   | 07.06.2017 | УТ_3        | А.В.         | Изменные цели скв.725ТС к.2   | ✓        | 4565_celi_na_burenie.msg                      | Есть | ○ |
| 4185   | 07.06.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2 скв.727ТС         | ✓        | 4185_celi_na_burenie.msg                      | Есть | ○ |
| 2115   | 07.04.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст2                    | ✓        | 2115_fw_raschet_kusta_2_yukm_soglasovanie.msg | Есть | ○ |
| 2005   | 05.04.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2                   | ✓        | 2005_fw_k-2_novye_koordinaty_yukm.msg         | Есть | ○ |
| 1955   | 03.04.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2                   | ✓        | 1955_fw_raschet_kusta_2_yukm.msg              | Есть | ○ |
| 1845   | 29.03.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2                   | ✓        | 1845_fw_zayavka_na_marksheiderov_2yukm.msg    | Есть | ○ |
| 995  | 17.01.2017 | УТ_3        | А.В.         | Цель куст 2                   | ✓        | 995_fw_yukm2.msg                              | Есть | ○ |

Рис. 2. Реестр поступления документов целей



Рис. 3. Пример расчета направлений на цели бурения с позиций

$$U(r, \theta, \lambda) = a \sum_{i=1}^{\infty} \sum_{j=0}^G \left\{ \left[ g_i^j \cos j\lambda + h_i^j \sin j\lambda \right] \times \left( \frac{a}{r} \right)^{i+1} + \left[ g_i^j \cos j\lambda + s_i^j \sin j\lambda \right] \left( \frac{r}{a} \right)^i \right\} \times P_i^j(\cos \theta), \quad (3)$$

где  $a$  – средний радиус Земли (6371,2 км);  $r$  – радиальное расстояние от центра Земли;  $\lambda$  – восточная долгота по Гринвичу;  $\theta$  – геоцентрическая широта;  $P$  – присоединенные полиномы Лежандра степени  $i$  и порядка  $j$ , нормированные в соответствии с правилом Шмидта;  $G$  – наибольшее значение степени разложения.

В программной реализации определения магнитного склонения по модели IGRF была написана библиотека на языке Си, скомпилирована и подключена как внешняя функция к БД Oracle. Этот способ позволяет определять значение магнитного склонения непосредственно в запросах к БД (рис. 3).

По материалам расчета направления бурения специалисты службы сопровождения бурения рассчитывают проектную траекторию ствола скважины, определяющую положение ствола проектной скважины в пространстве. По результатам расчета формируется файл проектной инклинометрии ствола скважины в формате xls.

Проектная инклинометрия направляется в маркшейдерскую службу дочернего общества (ДО) компании «Газпром нефть» для маркшейдерского контроля соответствия проектного забоя скважины проектной геологической цели. В маркшейдерской службе выполняется контроль проектной инклинометрии, а именно проверяются:

- угол сближения меридианов;
- магнитное склонение на дату расчета;
- приращения трехмерных координат к координатам устья и альтитуде ротора (рис. 4).

В ПО АРММ расчет инклинометрии может проводиться двумя методами: средних углов и минимальной кривизны. При вычислении методом средних углов исследуемый участок ствола скважины между

двумя точками замера представляется отрезком прямой. Однако зенитный угол и азимут на протяжении участка интерполяции принимаются равными средним арифметическим соответствующих углов, измеренных в начале и конце интервала.

2. Метод минимальной кривизны (а также метод кольцевых дуг, формулы которого идентичны и отличаются лишь их выводом) – это модификация метода расчета по радиусу кривизны, одного из наиболее точных. В расчете по минимуму кривизны исследуемый участок представляется в виде дуги. При построении траектории ствола пространственная кривая сглаживается с использованием относительного коэффициента, величина которого зависит от кривизны исследуемого участка ствола скважины. За счет сглаживания сводится к минимуму общая кривизна дуги в пределах исследуемого участка.

Приращение трехмерных координат к координатам устья и альтитуде ротора определяются следующим образом (см. рис. 4) [3]:

$$\begin{aligned} \Delta Y &= T(\sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 + \sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2), \\ \Delta X &= T(\sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 + \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2), \\ \Delta Z &= T(\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2), \end{aligned} \quad (4)$$

$$\text{где } T = \frac{180 \Delta l \operatorname{tg} \frac{D}{2}}{\pi D};$$

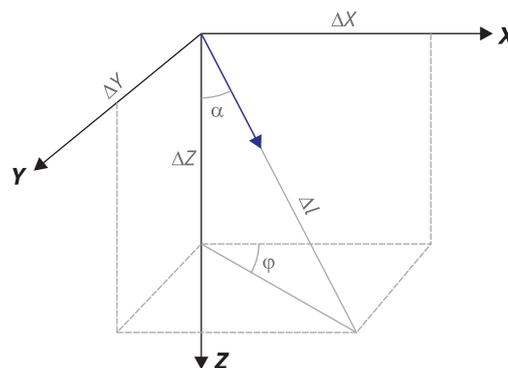


Рис. 4. Определение приращений координат

| ● Радиус кривизны ○ По инструкции |           |              |             |              |    |    |     |       |          |          |           |             |           |            |
|-----------------------------------|-----------|--------------|-------------|--------------|----|----|-----|-------|----------|----------|-----------|-------------|-----------|------------|
| MD                                | Зен. угол | Азимут магн. | Азимут ист. | Азимут карт. | dX | dY | TVD | TVDSS | dX расч. | dY расч. | TVD расч. | TVDSS расч. | Восток    | Север      |
| 10                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 10        | 45.08       | 552029.42 | 6753078.29 |
| 20                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 20        | 35.08       | 552029.42 | 6753078.29 |
| 30                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 30        | 25.08       | 552029.42 | 6753078.29 |
| 40                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 40        | 15.08       | 552029.42 | 6753078.29 |
| 50                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 50        | 5.08        | 552029.42 | 6753078.29 |
| 60                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 60        | -4.93       | 552029.42 | 6753078.29 |
| 70                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 70        | -14.93      | 552029.42 | 6753078.29 |
| 80                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 80        | -24.93      | 552029.42 | 6753078.29 |
| 90                                | 0         | 0            |             | 16.62        |    |    |     |       | 0        | 0        | 90        | -34.92      | 552029.42 | 6753078.29 |

Рис. 5. Пример расчета проектной инклинометрии

$D = \text{accos}(\sin\alpha_1 \cdot \sin\varphi_1 \cdot \sin\alpha_2 \cdot \sin\varphi_2 \cdot \sin\alpha_1 \times \cos\varphi_1 \cdot \sin\alpha_2 \cdot \cos\varphi_2 \cdot \cos\alpha_1 \cdot \cos\alpha_2)$ ;  $\alpha_1, \alpha_2$  – зенитный угол соответственно в верхней и нижней точках измерения;  $\varphi_1, \varphi_2$  – азимут соответственно в верхней и нижней точках измерения;  $\Delta l$  – расстояние по стволу скважины между точками замера.

Перевычисленные координаты точек ствола скважины инклинометрии, сравниваются с соответствующими точками проектной инклинометрии и определяется численное значение отклонения. Значения отклонений проектного забоя скважины на заданную геологическую цель указываются специалистом маркшейдерской службы в проекте ствола скважины (рис. 5).

В случае представления координат позиций и целей в различных системах координат для корректного определения отклонения осуществляется преобразование координат из одной системы в другую с использованием следующих формул (ГОСТ Р 32453-2013. Системы координат. Методы преобразования координат определяемых точек):

$$B_B = B_A + \Delta B,$$

$$L_B = L_A + \Delta L,$$

$$\begin{aligned} \Delta B = & \frac{\rho}{(M+H)} \left[ \frac{N}{a} e^2 \sin B \cos B \Delta a + \right. \\ & + \left( \frac{N^2}{a^2} + 1 \right) N \sin B \cos B \frac{\Delta e^2}{2} - (\Delta x \cos L + \Delta y \sin L) \times \\ & \times \sin B + \Delta z \cos B \left. \right] - \omega_x \sin L (1 + e^2 \cos 2B) + \\ & + \omega_y \cos L (1 + e^2 \cos 2B) - \rho m e^2 \sin B \cos B, \\ \Delta L = & \frac{\rho}{(N+H) \cos B} (-\Delta x \sin L + \Delta y \cos L) + \\ & + \text{tg} B (1 - e^2) (\omega_x \cos L + \omega_y \sin L) - \omega_z, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $L$  – геодезическая долгота;  $\Delta B, \Delta L$  – поправки к геодезической широте, долготе;

$\Delta x, \Delta y, \Delta z$  – линейные элементы трансформирования при переходе из системы  $A$  в систему  $B$ ;  $\omega_x, \omega_y, \omega_z$  – угловые элементы трансформирования при переходе из системы  $A$  в систему  $B$ ;  $m$  – масштабный коэффициент трансформирования при переходе из системы  $A$  в систему  $B$ ;

$$\begin{aligned} \Delta a &= a_B - a_A; \\ \Delta e^2 &= e_B^2 - e_A^2; \\ a &= \frac{a_B - a_A}{2}; \\ e^2 &= \frac{e_B^2 - e_A^2}{2}; \end{aligned}$$

$M = a(1 - e^2)(1 - e^2 \sin^2 B)^{\frac{3}{2}}$  – радиус кривизны

меридианного сечения;  $(N = a(1 - e^2 \sin^2 B)^{\frac{1}{2}} -$  радиус кривизны первого вертикала  $a_B, a_A$  – большие полуоси эллипсоидов в системах соответственно  $B$  и  $A$ ;  $e_B^2, e_A^2$  – квадраты эксцентриситетов эллипсоидов в системах соответственно  $B$  и  $A$ .

## БЛОК МАРКШЕЙДЕРСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

После определения фактических координат устья скважины, находящейся в бурении (когда перемещение бурового станка более не планируется), повторно выполняется маркшейдерский расчет направления бурения на заданную геологическую цель по уточненным координатам устья скважины.

По результатам расчета оформляется маркшейдерская справка на скважину, а также утверждается и наносится на дежурный маркшейдерский план окончательная проектная инклинометрия скважины. По окончании бурения скважины специалист маркшейдерской службы проводит контроль фактической инклинометрии. Фактическая инклинометрия может состоять из нескольких замеров, выполненных в разное время, для чего указываются даты замеров в каж-

дом интервале и соответственно рассчитываются значения магнитного склонения отдельно для каждого участка.

Маркшейдерский контроль фактической инклинометрии позволяет определить отклонение забоя пробуренного ствола скважины от проектных геологических целей с учетом осей эллипса неопределенности, проверить расположение пробуренного ствола скважины в границах горного отвода и лицензионного участка. По результатам контроля дается заключение о положении забоя скважины относительно заданного круга допуска.

Фактическая траектория скважины отражается на дежурном маркшейдерском плане. Для этого создана витрина пространственных данных в БД Oracle с возможностью подключения геоинформационных систем и отображения маркшейдерских данных отдельными слоями. Набор данных, выдаваемых в слой, ограничивается территориально, на основании прав доступа пользователя, подключенного к витрине (рис. 6).

После окончания бурения всех скважин кустовой площадки маркшейдерская служба проводит уточнение координат устьев скважин. Скважины, по которым отсутствуют данные оценки точности получен-

ных координат и высот устья, уточняются по результатам маркшейдерской привязки. Кроме того, маркшейдерская привязка выполняется повторно при наличии ошибок в измерениях и сомнений в полученных результатах. Результаты всех маркшейдерских привязок фактических устьев скважин оформляются в виде отчетов.

При внесении в ПО АРММ фактического устья скважины либо группы скважин прикрепляется документ выполненной маркшейдерской привязки. При этом координаты загруженных устьев автоматически попадают в единое хранилище системы ГеоБД, становясь при этом доступными для пользователей системы.

При загрузке данных фактической инклинометрии в ГеоБД ответственным в ДО маркшейдерам автоматически приходит оповещение о необходимости оперативного контроля загруженных данных. Маркшейдер получает информацию о магнитном склонении, альтитуде и других данных из базы ГеоБД и файла инклинометрии. Автоматически проводится расчет координат оси ствола скважины и сравнение его результатов с координатами, приведенными в файле (рис. 7).

ПО АРММ дает возможность выполнять автоматизированный контроль корректности расчетов, используя сравнение внесенных

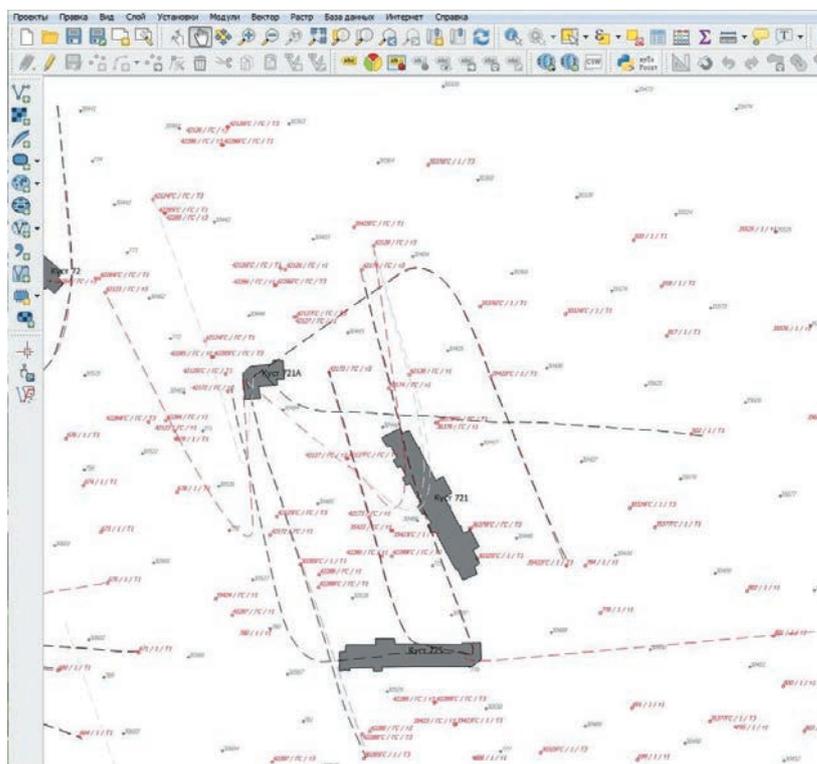


Рис. 6. Витрина пространственных данных (пример работы со слоями проектной и фактической инклинометрии)

○ Радиус кривизны ○ По инструкции

| MD     | Зен.угол | Азимут магн. | Азимут ист. | Азимут карт. | Дир.угол | dX    | dY    | TVD    | TVDSS   | dX расч. | dY расч. | TVD расч. | TVDSS расч. | Восток    | Север      | Разн.расч. (загр./расч.) угол/отход |
|--------|----------|--------------|-------------|--------------|----------|-------|-------|--------|---------|----------|----------|-----------|-------------|-----------|------------|-------------------------------------|
| 0      | 0        | 0            | 0           | 0            | 0        | 0     | 0     | 0      | 39.82   | 0        | 0        | 0         | 39.82       | 543326.76 | 6723438.82 |                                     |
| 77.51  | 1        | 301.36       | 318.69      | 318          | 318      | 0.5   | -0.5  | 77.51  | -37.69  | 0.62     | -0.24    | 77.51     | -37.69      | 543326.52 | 6723439.44 | -24.0.29                            |
| 126.54 | 1.5      | 316.2        | 333.53      | 332.84       | 323.4    | 1.4   | -1    | 126.52 | -86.7   | 1.5      | -0.84    | 126.52    | -86.7       | 543325.92 | 6723440.32 | -6.15.0.18                          |
| 175.5  | 1.5      | 311.6        | 328.93      | 328.24       | 326.5    | 2.5   | -1.7  | 175.47 | -135.65 | 2.61     | -1.47    | 175.47    | -135.65     | 543325.29 | 6723441.43 | 4.8.0.25                            |
| 224.58 | 1.8      | 268.2        | 285.53      | 284.84       | 319.8    | 3.3   | -2.7  | 224.53 | -184.71 | 3.43     | -2.58    | 224.53    | -184.71     | 543324.18 | 6723442.25 | -2.35.0.18                          |
| 249.07 | 2.4      | 259.5        | 276.83      | 276.14       | 313.2    | 3.4   | -3.6  | 249    | -209.18 | 3.6      | -3.46    | 249       | -209.18     | 543323.3  | 6723442.42 | -2.72.0.24                          |
| 273.61 | 2.8      | 248.5        | 265.83      | 265.14       | 305.7    | 3.4   | -4.7  | 273.52 | -233.7  | 3.61     | -4.57    | 273.52    | -233.7      | 543322.19 | 6723442.43 | -2.39.0.24                          |
| 298.1  | 3.5      | 237.86       | 255.19      | 254.5        | 297.6    | 3.2   | -6.1  | 297.97 | -258.15 | 3.37     | -5.9     | 297.97    | -258.15     | 543320.86 | 6723442.19 | -2.07.0.17                          |
| 322.64 | 3.9      | 217          | 234.33      | 233.64       | 288.3    | 2.5   | -7.4  | 322.46 | -282.64 | 2.68     | -7.31    | 322.46    | -282.64     | 543319.45 | 6723441.5  | -1.48.0.2                           |
| 347.17 | 4.5      | 221.9        | 239.23      | 238.54       | 279.3    | 1.5   | -8.9  | 346.92 | -307.1  | 1.68     | -8.8     | 346.92    | -307.1      | 543317.96 | 6723440.5  | -1.24.0.2                           |
| 371.68 | 6.3      | 209.1        | 226.43      | 225.74       | 270.1    | 0     | -10.7 | 371.33 | -331.51 | 0.27     | -10.62   | 371.32    | -331.5      | 543316.14 | 6723439.09 | 88.56.0.28                          |
| 396.18 | 8.9      | 205.6        | 222.93      | 222.24       | 259.9    | -2.3  | -13   | 395.61 | -355.79 | -2.06    | -12.87   | 395.6     | -355.78     | 543313.89 | 6723436.76 | -0.93.0.27                          |
| 420.68 | 10.6     | 208          | 225.33      | 224.64       | 251.4    | -5.3  | -15.8 | 419.75 | -379.93 | -5.08    | -15.72   | 419.75    | -379.93     | 543311.04 | 6723433.74 | -0.65.0.24                          |
| 445.2  | 13       | 214.5        | 231.83      | 231.14       | 246.1    | -8.7  | -19.5 | 443.75 | -403.93 | -8.44    | -19.44   | 443.75    | -403.93     | 543307.32 | 6723430.38 | -0.59.0.27                          |
| 469.7  | 15.9     | 214.2        | 231.53      | 230.84       | 242.8    | -12.5 | -24.3 | 467.48 | -427.66 | -12.28   | -24.19   | 467.47    | -427.65     | 543302.57 | 6723426.54 | -0.3.0.24                           |
| 494.19 | 18.9     | 215.2        | 232.53      | 231.84       | 240.4    | -17.1 | -30   | 490.84 | -451.02 | -16.86   | -29.91   | 490.84    | -451.02     | 543296.85 | 6723421.96 | -0.28.0.26                          |
| 518.72 | 21       | 219.2        | 236.53      | 235.84       | 239.1    | -22   | -36.8 | 513.9  | -474.08 | -21.79   | -36.66   | 513.89    | -474.07     | 543290.1  | 6723417.03 | -0.14.0.25                          |
| 543.19 | 22.5     | 219.4        | 236.73      | 236.04       | 238.6    | -27.1 | -44.3 | 536.63 | -496.81 | -26.87   | -44.18   | 536.62    | -496.8      | 543282.58 | 6723411.95 | -0.14.0.26                          |
| 567.7  | 24.3     | 219.5        | 236.83      | 236.14       | 238.2    | -32.5 | -52.4 | 559.12 | -519.3  | -32.3    | -52.25   | 559.12    | -519.3      | 543274.51 | 6723406.52 | -0.08.0.24                          |
| 592.21 | 27.2     | 220.3        | 237.63      | 236.94       | 237.9    | -38.4 | -61.3 | 581.2  | -541.38 | -38.17   | -61.14   | 581.19    | -541.37     | 543265.62 | 6723400.65 | 0.08.0.28                           |

Рис. 7. Пример сравнения расчетных и фактических данных

и эталонных поправок, а также имеющего расчет с расчетом по алгоритму программы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПО АРММ позволило автоматизировать маркшейдерские расчеты направлений бурения и маркшейдерский контроль при планировании, строительстве и эксплуатации скважин, а также систематизировать и интегрировать в едином хранилище данных исходную информацию и результаты расчетов.

Примененный подход и разработанный продукт имеют следующие преимущества:

- быстрый, удобный, авторизованный веб-доступ к маркшейдерской информации: результатам маркшейдерских привязок, расчетов направлений, проектной и фактической инклинометрии;
- единый инструмент для работы и централизация пространственной информации о сква-

жинах и ее пространственного контроля на местности, новый уровень организации маркшейдерского контроля пространственного положения скважин, повышение качества исходных данных, используемых при моделировании месторождений;

- созданная витрина пространственных данных с разграничением доступа позволяет интегрировать данные в различные геоинформационные системы ДО компании «Газпром нефть»;
- программа АРММ дает возможность проводить расчеты в различных системах координат, принятых в компании «Газпром нефть».
- результаты маркшейдерских работ на скважинах доступны специалистам геологической службы в режиме реального времени и хранятся в ГеобД.

## Список литературы

1. М-01.06-06. Методические указания по производству маркшейдерских работ при строительстве скважин. ПАО «Газпром нефть». – 72 с.
2. Магнитная модель IGRF. – <https://www.ngdc.noaa.gov/IAGA/vmod/home.html>
3. Расчет и корректирование траектории скважины при бурении. Методические указания. – Ухта: УГТУ, 2014.

## References

1. M-01.06-06. Metodicheskie ukazaniya po proizvodstvu marksheyderskikh rabot pri stroitel'stve skvazhin. PAO "Gazprom neft" (Guidelines for the production of surveying work in the construction of wells. Gazprom Neft PJSC).
2. URL: <https://www.ngdc.noaa.gov/IAGA/vmod/home.html>
3. Raschet i korrektsirovanie traektorii skvazhiny pri burenii. Metodicheskie ukazaniya (Guidelines: Calculation and correction of the trajectory of the well during drilling), Ukhta: Publ. of USTGU, 2014.

# ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Арктика бросает мне вызов. И я принимаю его! Я готов преодолевать преграды, которые ставит на моем пути бескомпромиссный Север. Эффективно добывать нефть в сложнейших условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама



СТРЕМИМСЯ  
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU