

26
стр. Эксплуатация и определение параметров работы скважин, вскрывающих карбонатные трещиноватые коллекторы

44
стр. Группирование проектных скважин на примере многопластового месторождения

65
стр. Применение технологии «Цифровой анализ керна» на месторождении «Саркала»

Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть»

стр. 16



«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gzpromneft-ntc.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней странице обложки

НОВОСТИ КОМПАНИИ

3

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

10

Тимиргалин А.А., Буторина М.Г., Новиков Н.О., Волков Г.В., Мукминов И.Р., Парфенов Н.А.
Региональная модель ачимовской толщи как бизнес-инструмент для формирования портфеля новых опций ГРП Западной Сибири
Timirgalin A.A., Butorina M.G., Novikov N.O., Volkov G.V., Mukminov I.R., Parfenov N.A.
Achimov regional model as a business tool for forming a portfolio of new options for geological exploration in Western Siberia

16

Плешанов Н.Н., Пескова Д.Н., Забоева А.А., Наумов А.А., Останков А.В., Ниткалиев И.М.
Комплексный анализ факторов, влияющих на прогноз зон подвижной воды в ачимовских пластах на лицензионных участках компании «Газпром нефть»
Pleshanov N.N., Peskova D.N., Zaboieva A.A., Naumov A.A., Ostankov A.V., Nitkaliev I.M.
Complex analysis of factors that influenced on water saturation forecast of achimov formation at gazpromneft licence blocks

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

26

Юдин Е.В., Пиотровский Г.А., Колюк О.А., Смирнов Н.А., Галаяутдинов И.М., Сагиров А.А., Ломухин И.А.
Особенности эксплуатации и способы определения оптимальных параметров работы скважин, вскрывающих карбонатные трещиноватые коллекторы, на примере нефтяных оторочек ВУ Оренбургского НГКМ
Yudin E.V., Piotrovskiy G.A., Kolyuk O.A., Smirnov N.A., Galyautdinov I.M., Sagirov A.A., Lomukhin I.A.
Operational features and methods for determining the optimal operation parameters in fractured reservoirs with a gas cap: oil rims of Orenburg OGCF case study

33

Нигаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Андронов С.А., Марков А.А., Бощенко А.Н., Лапаев В.А., Бельш А.В.
Концептуальный подход, особенности и сложности разработки нефтяной оторочки в условиях аномально низких пластовых давлений и температуры на примере Чаяндинского НГКМ
Nigmatov Sh., Ismagilova L., Andronov S., Markov A., Boshchenko A., Lapaev V., Belysh A.
Conceptual approach, peculiarity and complexity of the oil rim development under condition of abnormal low reservoir pressure and temperature: the case of Chayandinskoye oilfield, Eastern Siberia

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

40

Трифонов А.В., Володькин М.С., Полтавский Д.Н.
Применение суперблоков для повышения эффективности реализации проектов
Trifonov A.V., Volodkin M.S., Poltavskiy D.N.
Application of superblocs for increasing efficiency of project implementation

Шатровский А.Г., Чинаров А.С., Салихов М.Р.
Группирование проектных скважин для размещения кустовых площадок на примере многопластового месторождения
 Shatrovskiy A.G., Chinarov A.S., Salikhov M.R.
 The grouping of planned wells for well pads location by multi-layer field

Руденко А.С., Долгодворов Р.Е., Смирнов С.А., Смирнов А.П., Коркишко А.Н.
Оптимизация капитальных затрат при устройстве дорожного полотна переходного типа на объектах нефтедобычи ПАО «Газпром нефть» за счет применения щебеночно-песчаных смесей
 Rudenko A.S., Dolgodvorov R.E., Smirnov S.A., Smirnov A.P., Korkishko A.N.
 Decrease of capital expenses for road clothes of transition type on oil fields
 PJSC «Gazprom neft» due to using gravelly sand mixes

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Юшин Е.С.
Обоснование удельного критерия коррозионного влияния пластовых сред на циклическую прочность сталей скважинного технологического оборудования
 Yushin E.S.
 Substantiation of the specific criterion for the corrosive effect of formation media on the cyclic strength of steel of downhole equipment

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Морозов В.В., Мельников С.И., Идрисова С.А., Билинчук А.В., Загребельный Б.В., Савельев О.Ю., Серебрянская А.У.
Опыт применения технологии «Цифровой анализ керна» на месторождении «Саркала»
 Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A., Bilinchuk A.V., Zagrebelniy E.V., Savelev O., Serebryanskaya A.
 Digital core technology application at Sarqala field

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

Мельникова Е.Ф.
Развитие подходов к управлению рисками в проектах разработки месторождений: методика коррекционной резистентности
 Melnikova E.F.
 Development of risk management approaches in field development projects: correctional resistance technique

Назаренко М.Ю., Золотухин А.Б.
Недостижение плановой экономической эффективности нефтегазодобывающих проектов из-за отсутствия количественной оценки рисков и неопределенности
 Nazarenko M.Y., Zolotukhin A.B.
 Failure to achieve planned economic performance of oil and gas production projects due to lack of risk assessment and uncertainty quantification

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
 ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»
 Издается с 2016 года
 УЧРЕДИТЕЛЬ
 ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакционная коллегия:
В.В. Яковлев (председатель редакционной коллегии)
С.В. Аплонов, д.г.-м.н.
Р.Н. Бахтизин, д.ф.-м.н.
А.С. Бочков, к.т.н.
А.В. Бухановский, д.т.н.
Р.А. Валиуллин, д.т.н.
А.А. Вашкевич
С.В. Головин, д.ф.-м.н.
С.А. Доктор
А.Б. Золотухин, д.т.н.
А.М. Кривцов, д.ф.-м.н.
А.А. Осипцов, д.ф.-м.н.
А.А. Пустовских, к.ф.н.
А.С. Сарваров, к.т.н.
К.М. Федоров, д.ф.-м.н.
М.М. Хасанов, д.т.н.
В.А. Шашель, к.т.н.

Редакция:
М.М. Хасанов – главный редактор
Э.Р. Керимова – выпускающий редактор
Д.А. Ребров
Е.И. Старикова
К.М. Волков

Адрес редакции:
190000, Россия, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д
 Тел.: **+7 (812) 313-69-24**
 Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru
 ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru
 www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции запрещена.
 При использовании материалов ссылка на журнал «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти» обязательна.
 Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 30.09.2020. Подписано в печать 23.10.2020
 Дата выхода в свет 5.11.2020. Формат 64 x 90 1/8
 Бумага мелованная. Печать офсетная
 Усл.печл. 10,0. Уч.-издл. 10,0. Бумл. 5,0
 Тираж 400 экз. Зак. 793к

Отпечатано в ФГУП «Издательство «Наука»
 (Типография «Наука») 121099, Москва, Шубинский пер., 6

Цена свободная.

© «Газпром нефть», 2020
 © Научное редактирование статей и prepress
 ФГУП «Издательство «Наука»
 117997, Москва, Профсоюзная ул., 90
 E-mail: info@naukaran.com
 https://naukapublishers.ru
 https://naukabooks.ru

© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти»
 Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г. Per N ПИ ФС77-71164

МОБИЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СОКРАЩАЮТ СРОКИ ЗАПУСКА УДАЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

«Газпромнефть-Заполярье» (дочернее общество «Газпром нефти») запустило нефтедобывающую инфраструктуру Ен-Яхинского и Песцового месторождений в ЯНАО. При обустройстве промысла предприятие задействовало мобильные системы добычи и подготовки нефти. Готовые к эксплуатации установки позволили на раннем этапе отказаться от капитального строительства и вдвое ускорили сроки начала промышленной разработки месторождений. «Газпромнефть-Заполярье» завершило строительство системы нефтесборных трубопроводов и монтаж мобильных установок подготовки нефти (МУПН) на Ен-Яхинском и Песцовом месторождениях в ЯНАО. Высокотехнологичное оборудование было доставлено на промысел в заводской готовности. Использование мобильных решений позволило минимизировать объем и сроки строительно-монтажных операций на участках, освоение которых осложняет удаленность от крупных логистических узлов и заболоченность территории. Весь комплекс работ от доставки оборудования до пуска наладочных процедур занял 3 месяца. Капитальное строительство аналогичных производственных объектов заняло бы больше года. Сегодня МУПН общей производительностью порядка 3400 тонн в сутки полностью обеспечивают потребности промысла в подготовке нефти. В случае увеличения поставок углеводородов в будущем мощность оборудования может быть

увеличена за счет добавления новых блоков. В настоящее время потенциал среднесуточной добычи нефти на двух месторождениях достигает 3000 тонн. В 2021 году на Песцовом месторождении планируется построить с использованием блочно-модульного оборудования: центральный пункт сбора нефти, компрессорную станцию с установкой подготовки газа и газопоршневую электростанцию. Пиковый уровень добычи на обоих месторождениях будет достигнут в 2022 году и составит 2 млн тонн жидких углеводородов в год. Сегодня «Газпром нефть» применяет МУПН при обустройстве инфраструктуры для освоения Ямбургского и Тазовского нефтегазоконденсатных месторождений в ЯНАО, а также при разработке нефтяной оторочки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Якутии. «Газпромнефть-Заполярье» осуществляет разработку нефтяных оторочек Ен-Яхинского и Песцового месторождений на основании долгосрочных рискованных операторских договоров с владельцем лицензий ООО «Газпром добыча Уренгой». Мобильные решения минимизируют период от выхода на участок до начала добычи и позволяют получить дополнительную информацию, что помогает добиваться максимальной эффективности на каждом из этапов работ.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ НАПРАВЛЕНИЕ КОММЕРЦИАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ

«Газпром нефть» одной из первых в российской нефтегазовой индустрии запускает бизнес-модель коммерциализации технологий. Новое дочернее общество «Газпромнефть-Технологические партнерства» фокусируется на создании комплексных решений для достижения коммерческой эффективности проектов по добыче «трудной» нефти, а также реализации инновационных разработок на отраслевом рынке.

В рамках создания новой бизнес-модели и расширения портфеля проектов Технологический центр «Бажен» переименован в Центр индустриальной интеграции «Газпромнефть-Технологические партнерства» (дочернее общество «Газпром нефти»). Предприятие в качестве оператора продолжит реализацию национального проекта по созданию технологий для рентабельной разработки баженовской свиты.

«Газпромнефть-Технологические партнерства» также станет центром управления и экспертизы по таким стратегическим ставкам «Газпром нефти», как «Нетрадиционные запасы», «Палеозой», «Химические методы увеличения нефтеотдачи» и «Ачимовская толща».

Сегодня эти направления находятся в стадии развития и при условии подбора комплексных решений обеспечат компании доступ к колоссальной ресурсной базе. Центр индустриальной интеграции займется разработкой системных

подходов, управленческих и технологических инструментов для реализации каждого из проектов. После создания и подтверждения эффективности новых бизнес-моделей они будут тиражироваться в другие дочерние общества «Газпром нефти».

Одним из ключевых направлений деятельности Центра станет коммерциализация технологий разведки и добычи. «Газпром нефтью» сформирован портфель наиболее перспективных продуктов для внешнего рынка. Он включает в себя когнитивные технологии, решения в области геологоразведки, химических методов увеличения нефтеотдачи, высокотехнологичного гидроразрыва пласта.

В состав пилотной группы проектов, которые планируется вывести на отраслевой рынок уже в 2020 году, вошли симулятор гидроразрыва пласта «КиберГРП» и программное обеспечение для проведения микросейсмического мониторинга. В целом компания планирует коммерциализировать значительную долю своего технологического портфеля. Работу «Газпромнефть-Технологических партнерств» курирует Дирекция технологического развития «Газпром нефти» под управлением Алексея Вашкевича, который также руководит Научно-техническим центром компании.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ИСПЫТАЛА ТЯЖЕЛЫЙ БЕСПИЛОТНЫЙ ВЕРТОЛЕТ НА АРКТИЧЕСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

На Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении (Гыданский полуостров, ЯНАО) впервые в России испытан беспилотный воздушный комплекс, предназначенный для доставки тяжелых и негабаритных грузов в условиях Арктики. Беспилотный вертолет «Тайбер» KAGU-150 успешно совершил несколько рейсов и доставил на нефтепромысел материально-технические ресурсы. Цель испытаний – подтвердить потенциал беспилотных технологий для оперативного и безопасного жизнеобеспечения северных автономных месторождений. Проект реализован специалистами «Газпромнефть-Снабжения», представителями отечественного производителя беспилотных систем «Тайбер», сотрудниками «Мессояханефтегаза».

Воздушный робот, управляемый с логистической базы компании в поселке Тазовский, успешно преодолел маршрут протяженностью 130 км и доставил на месторождение 150-килограммовый груз. Аппарат продемонстрировал высокие технические возможности в условиях Заполярья. Второй этап испытаний на Восточной Мессояхе запланирован на декабрь 2020 года: разработчики воздушного комплекса и нефтяники намерены протестировать беспилотник в условиях арктической зимы.

Внедрение беспилотных технологий в логистические процессы на северных месторождениях – ключевая задача «Газпром нефти». Ежегодно на автономные нефтепромыслы наземным

и воздушным транспортом компания завозит сотни тысяч тонн инженерного и бурового оборудования, строительных материалов, ресурсов для жизнеобеспечения центров нефтедобычи. Использование беспилотной авиации открывает перед нефтяниками большие возможности для оперативной и безопасной доставки на месторождение необходимых ресурсов.

Тестирование вертолета «Тайбер» стало третьим испытанием беспилотных технологий в логистике, которые «Газпром нефть» провела в 2020 году на добывающих активах. Ранее компания тестировала на территории Ямала и Югры грузовой наземный транспорт, способный работать в автономном режиме. По результатам проведенных испытаний «Газпром нефть» ускорит процесс внедрения беспилотных решений в свои логистические процессы и продолжит активно участвовать в формировании нормативно-правовой базы, регулирующей применение беспилотных транспортных средств на российских нефтепромыслах.

«Уровень эффективного использования компанией «Газпромнефть-Снабжения» новых технологий в складской и транспортной логистике позволяет говорить о совершенно новом подходе к созданию и эксплуатации логистической инфраструктуры», – сообщил генеральный директор «Газпромнефть-Снабжения» Дмитрий Потапов.



РАСШИРЕНЫ ЗАПАСЫ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

«Газпром нефть» расширила границы Игнялинского лицензионного участка в Восточной Сибири. Извлекаемые запасы актива увеличились на 10% и достигли 76 млн тонн нефти. Границы Игнялинского участка были расширены за счет прирезки* прилегающей территории нераспределенного фонда недр. Площадь актива возросла до 2200 км². Игнялинский участок, на котором открыто одноименное месторождение**, является частью Чонской группы месторождений. Начальные извлекаемые запасы нефти Чонского проекта превышают 220 млн тонн. Рентабельное освоение актива затруднено сложным геологическим строением и широкой географией залегания углеводородов. За три года изучения Чонских участков «Газпром нефтью» были пробурены 19 поисково-оценочных и разведочных скважин. Компанией проведена масштабная 3D-сейсморазведка и выполнена электроразведка на рекордной для мировой отрасли площади свыше 3 тысяч км². Чонский проект включает в себя Игнялинский, Тымпучиканский и Вакунайский лицензионные участки, расположенные на границе Иркутской области и Республики Саха (Якутия). Активы расположены в 100 км от трубопровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» (ВСТО). Общие геологические запасы месторождений Чонского проекта насчитывают более 1 млрд тонн нефти и около 300 млрд м³ природного газа.

«Чонская группа месторождений – якорный актив “Газпром нефти” в Восточной Сибири. Его отличают как удаленность от крупных логистических центров и сложное строение пластов, так и уникальный по своим масштабам добычной потенциал. За последние годы мы сформировали детальное понимание геологических особенностей этих участков, определили стратегию их вовлечения в разработку и подтвердили коммерческие перспективы проекта. Все это позволит нам уже в ближайшем будущем приступить к опытно-промышленной разработке Чонских месторождений, геологические запасы которых составляют около 1 млрд тонн нефти», – замечает директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Юрий Масалкин.

* При расширении границ Игнялинского месторождения «Газпром нефть» использовала механизм «прирезок». Он подразумевает, что часть запасов месторождения, относящаяся к нераспределенному фонду, может быть присоединена недропользователем за счет изменения границ участка (по площади или по глубине), лицензией на который он владеет.
** Игнялинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Катангского района Иркутской области и Ленского района Республики Саха (Якутия). Месторождение открыто в 2011 году. В 2016 году оно введено в пробную эксплуатацию.



РОБОТЫ ОБЕСПЕЧАТ АВТОНОМНУЮ ЛОГИСТИКУ НА СКЛАДЕ МОСКОВСКОГО НПЗ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

В цифровом логистическом пространстве «Газпром нефти» на Московском НПЗ завершились испытания новых роботов для транспортировки грузов. Участие в тест-драйвах приняли автоматизированные платформы ведущих российских и зарубежных производителей. По итогам проекта «Газпром нефть» выбрала перспективные решения для создания полностью автономной логистической системы. Роботы тестировались при выполнении различных типов задач по транспортировке грузов. Аппаратам нужно было взаимодействовать с уже действующими автоматизированными штабелерами и выполнять операции в условиях многоуровневой лифтовой системы хранения. Задания от оператора склада роботы получали в режиме реального времени по сети Wi-Fi благодаря интеграции со складскими системами управления. Процесс доставки товара от ячейки хранения до окна выдачи происходил полностью в автономном режиме. Для безопасности работников склада все автономные машины были оснащены сенсорами, которые при возникновении человека в зоне видимости датчиков моментально останавливали движение платформы. Для перевозки особо тяжелых грузов в ходе испытаний впервые был применен российский робот Ronavi H1500 грузоподъемностью 1,5 тонны. Одним из его преимуществ также стал аккумулятор большой емкости, который позволил

аппарату действовать без подзарядки в течение 8-часовой смены. По результатам тестовой эксплуатации новых моделей роботов «Газпром нефть» планирует создание единой IT-платформы для управления всеми роботизированными решениями цифрового логистического пространства.

Новое логистическое пространство площадью 15 000 м² было открыто на Московском НПЗ в начале 2020 года. Благодаря цифровизации процессов при его создании удалось на 40% оптимизировать площади хранения, ускорить доступ к товару, устранить риски отклонений инвентаризации и снизить совокупные затраты на осуществление складских операций до 30%. Цифровое пространство объединяет автоматизированный склад-магазин, лифтовую систему хранения, автономные паллетоперевозчики и другие роботизированные технологии. Для удобства сотрудников склада в системе его навигации также применены технологии дополненной реальности, которые позволяют через очки с AR-гарнитурой моментально получать данные о расположении необходимой продукции.



НАЧАЛОСЬ ПОЛНОМАСШТАБНОЕ ОСВОЕНИЕ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

«Газпром нефть» приступила к разработке северной части Новопортовского месторождения – одного из центров добычи нефти компании в Арктике. Реализация этого проекта должна к 2021 году вывести арктический актив компании на полку добычи 8 млн тонн нефти.

Извлекаемые запасы северной части превышают 27,8 млн тонн нефти и 28,5 млрд м³ газа. Инвестиции компании в развитие нового участка составят 86 млрд рублей.

Основным вызовом при разработке северной части стала ее удаленность от основной инфраструктуры месторождения. Для обеспечения электроэнергией нового участка компания завершает строительство цифровой подстанции «Север».

Для добычи нефти на севере Новопортовского месторождения будет построено 10 кустовых площадок, сформированных высокотехнологичными скважинами. На первой скважине длиной 3395 м с горизонтальным участком протяженностью 999 м уже добыта первая нефть.

Для повышения нефтеотдачи скважин используется технология, зарекомендовавшая себя на арктических промыслах, – гидроразрыв пласта (ГРП) Premium Port. Впервые в проекте освоения Новопортовского месторождения она была апробирована в 2016 году. Premium Port обеспечивает безопасность нефтедобычи за счет возможности

выборочно закрывать порты ГРП при водоразрыве или газопровываниях.

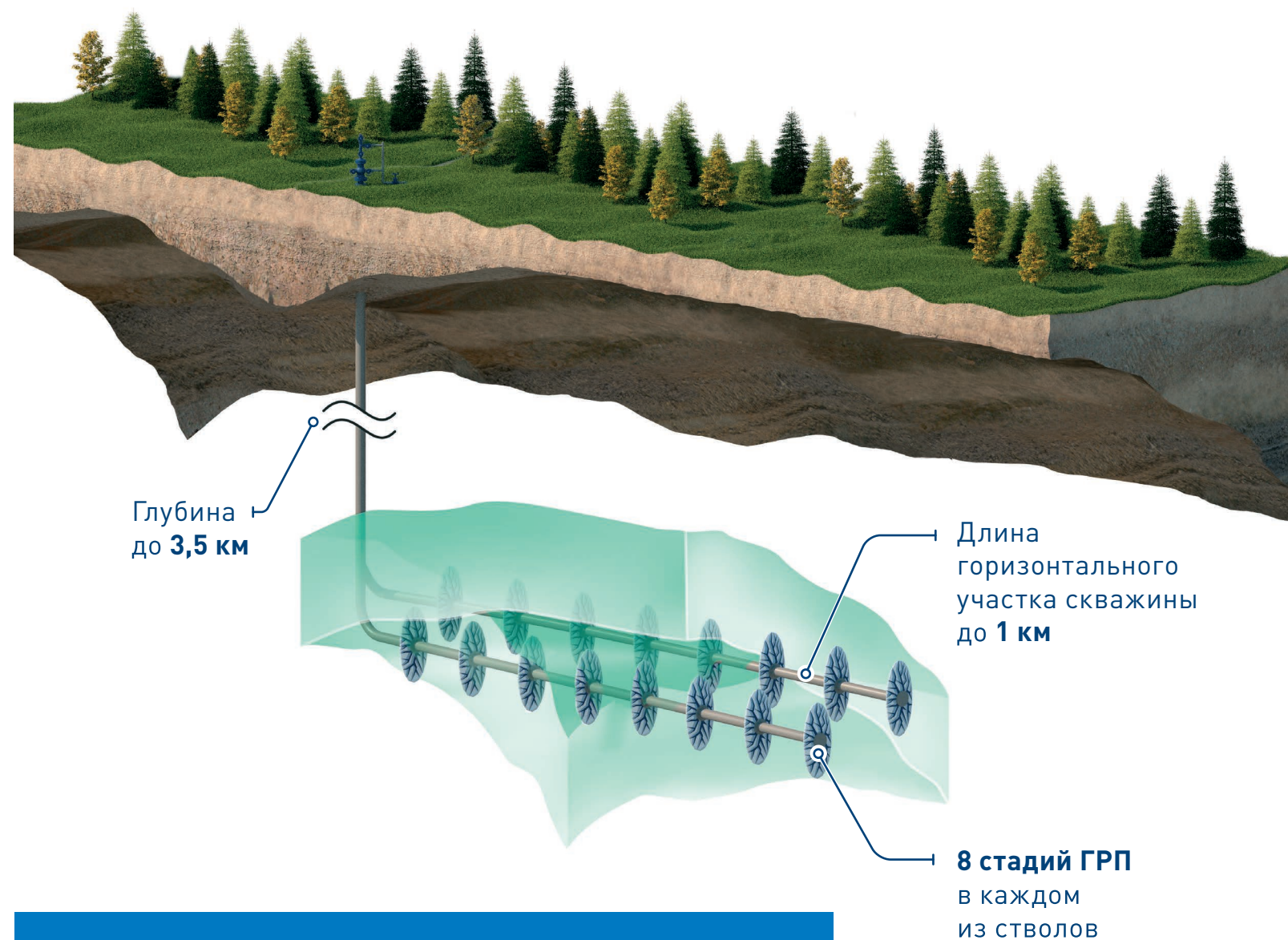
«Новый Порт» – флагман «Газпром нефти» в освоении Арктики. В 2016 году здесь был запущен в эксплуатацию терминал «Ворота Арктики», что позволило приступить к отгрузке нефти по Северному морскому пути и повысить эффективность реализации арктического проекта. Сегодня в этих широтах решается новая амбициозная задача – организация добычи нефти в северной части актива, которая значительно удалена от основной инфраструктуры Новопортовского месторождения. Это серьезный шаг в реализации проекта, который потребует привлечения современных технологий и поиска новых решений», – прокомментировал директор дирекции по добыче «Газпром нефти» Сергей Доктор.

«Освоение северной части Новопортовского месторождения даст серьезный толчок к развитию актива и позволит поддерживать необходимый уровень добычи углеводородов в перспективе. Команда предприятия обладает широким спектром компетенций для решения сложных задач на Крайнем Севере. За годы работы были выработаны технологии и бизнес-кейсы, которые позволяют эффективно и безопасно развивать арктический промысел», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Ямала» Алексей Овечкин.



ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ «ТРУДНОЙ» НЕФТИ

НТЦ создает технологию бурения многоствольных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) для разработки сложных запасов. В дальнейшем гибридный МГРП позволит увеличить длину горизонтальных участков с 1 до 2 км. После испытаний будет подобрана технология строительства скважин для одного из типов ачимовской толщи.



до **20%**

снижение затрат
на строительство
и инфраструктуру

РЕГИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ КАК БИЗНЕС-ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРТФЕЛЯ НОВЫХ ОПЦИЙ ГРП ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**А.А. Тимиргалин¹, М.Г. Буторина¹, Н.О. Новиков¹, Г.В. Волков²,
И.Р. Мукминов², Н.А. Парфенов²**

¹ Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

² ООО «Газпромнефть-ГЕО»

Электронный адрес: Timirgalin.AA@gazpromneft-ntc.ru, Novikov.NO@gazpromneft-ntc.ru,
Parfenov.NA@gazprom-neft.ru

Ресурсная база Западной Сибири (ЗС) нуждается в восполнении для поддержания текущих показателей разработки. Запасы, приуроченные к классическим структурным ловушкам, диагностированы и закартированы по основным разрабатываемым горизонтам на всей территории ЗС. Пополнение ресурсной базы за счет таких запасов малоэффективно в связи с тем, что невыделенные ловушки таких типов маломощны или залегают на больших глубинах, что в итоге негативно влияет на качество ресурсной базы и экономическую эффективность их вовлечения в разработку. Драйвером роста и восполнения ресурсной базы в текущих условиях являются отложения ачимовской толщи, повсеместно развитые в ЗС на глубинах 2500–3500 м и генетически являющиеся глубоководными отложениями конусов выноса. Преимущество вовлечения этих отложений в разработку зачастую связано с приуроченностью к действующим активам, где добыча ведется из выше- и нижезалегающих геологических объектов, сложность – с литологическим типом ловушек, не диагностируемым прямым анализом сейсмических материалов, а также с крайне слабой изученностью отложений по площади Западной Сибири. Учитывая, что изменчивость свойств по площади является отличительной чертой отложений ачимовской толщи, фактор слабой изученности бурением существенно осложняет понимание потенциала отложений. С целью определения и оценки наиболее перспективных участков для вовлечения в разработку отложений АТ в «Газпром нефти» была проведена работа «Региональная оценка и зональное изучение перспектив нефтегазоносности ачимовской толщи Западной Сибири».

Цель и задачи – сформировать надежный инструмент поиска и прогноза потенциальных опций (ПУ для приобретения), используя сгенерированные региональные карты критериев (различные характерные свойства и их комбинации), построенные на основе обобщения данных по всей территории Западной Сибири.

Ключевые слова: региональная модель, ачимовская толща, количество ресурсной базы, качество ресурсной базы, геологические риски, технологические риски, экономические риски, карта перспективности, новые опции ГРП

ACHIMOV REGIONAL MODEL AS A BUSINESS TOOL FOR FORMING A PORTFOLIO
OF NEW OPTIONS FOR GEOLOGICAL EXPLORATION IN WESTERN SIBERIA

**A.A. Timirgalin¹, M.G. Butorina¹, N.O. Novikov¹, G.V. Volkov²,
I.R. Mukminov², N.A. Parfenov²**

¹ Gazprom neft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, ² Gazprom neft – GEO LLC

The resource base of Western Siberia needs to be replenished to maintain the current development indicators. The reserves associated with the classic structural traps were diagnosed and mapped for the main horizons in Western Siberia. Replenishment of the resource base at the expense of such reserves is ineffective due to the fact that undiscovered traps of these types are thin, or lie at great depths, which ultimately negatively affects the quality of the resource base and the economic efficiency of their involvement in development. The driver of the growth and replenishment of the resource base under current conditions is the Achimov deposits, which are ubiquitous in this area at depths of 2500–3500 m and are genetically deep-water deposits of fans. The advantage of involving these deposits in development is often associated with the confinement to existing assets, where production is carried out from above and below-lying geological objects, the complexity is associated with the lithological type of traps, which is not diagnosed by direct analysis of seismic materials, as well as the extremely poor knowledge of the deposits over the area. Considering that the variability of properties over the area is a distinctive feature of Achimov deposits, the factor of poor knowledge by drilling significantly complicates the understanding of the potential of the deposits. In order to identify and assess the most promising areas for involvement in the development of the Achimov deposits, in PJSC Gazprom Neft the work "Regional assessment and zonal study of the prospects for oil and gas potential of the Achimov formation in the Western Siberia" was carried out.

The goal and objectives is to form a reliable tool for searching and forecasting potential options using the generated regional maps of criteria (various characteristic properties and their combinations) built on the basis of data generalization throughout Western Siberia.

Keywords: regional model, Achimov formation, the amount of the resource base, the quality of the resource base, geological risks, technological risks, economic risks, a prospect map, new exploration options

DOI: 10.7868/S2587739920030015

МЕТОД

Портфель перспективных опций формируется как результат выполнения нескольких работ, каждая последующая из которых является логическим продолжением предыдущей:

- на основе региональной модели масштаба всей Западной Сибири выделяются перспективные области для изучения (выделено несколько регионов в разных административных округах);
- после ранжирования в соответствии с пулом разработанных критериев и учета потребностей дочерних обществ «Газпром нефти» иницируются «зональные проекты» для оценки территории внутри административного округа (на границе нескольких округов). По завершении зонального этапа (детальная геологическая оценка отложений ачимовской толщи и экспресс-оценка перспектив выше- и нижезалегающих отложений) формируется пул наиболее обеспеченных запасами ЛУ;
- по приоритетным лицензионным участкам выполняется геолого-экономическая оценка (ГЭО) для оценки стоимости опции с учетом проведения программы ГРП. В рамках ГЭО проводится детальная геологическая оценка всего потенциального этапа нефтеносности.

В данной работе описан разработанный методический подход к построению региональной модели ачимовской толщи, учитывающей геологические, технологические, а также экономические риски.

Общая площадь работ составляла порядка 1,5 млн км². В работе использовались данные более чем по 5300 скважинам, объем 2D региональных сейсмических исследований составил ~ 63 000 пог. км, объем площадных 2D сейсмических исследований ~ 263 000 пог. км (плотность съемки 0,6–2 пог. км/км²). В работе участвовали данные керновых исследований по 198 скважинам, отобрано свыше 20 000 образцов, 800 капиллярных кривых и 450 результатов испытаний скважин. Основной принцип,

позволяющий выделить перспективные для бизнеса опции, – интеграция и анализ многочисленных и разномасштабных материалов, которые, в свою очередь, являются комплексным продуктом (карты геологических, технических и экономических рисков, карты изученности и перспективности).

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ

Для увязки сейсмических материалов и понимания пространственного положения были прослежены основные реперные региональные горизонты Г, М, Б, А. Далее была локализована зона распространения пластов ачимовской толщи в Западной Сибири (порядка 1 млн км²). Прослежено 14 клиноформенных комплексов, залегающих в основании неокма в виде кулисообразных линзовидных тел субмеридионального простираения в стратиграфическом скользящем диапазоне от берриаса на востоке до готерива на западе. При пикировании руководствовались принципами секвенс-стратиграфии, прослеживалась пачка выдержанных по площади трансгрессивных глин, контролирующей этап формирования отложений АТ.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРЕССИВНОГО ПОДХОДА СТАЛА ВОЗМОЖНОЙ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ ИНТЕГРАЛЬНОЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ МОДЕЛИ, ОБЪЕДИНИВШЕЙ КОЛИЧЕСТВО И КАЧЕСТВО РЕСУРСОВ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ, СТЕПЕНЬ ИЗУЧЕННОСТИ.

Подобный подход позднее был предложен и защищен коллективом авторов (С.А. Горбунов, А.А. Нежданов, А.А. Сподобаев) в работе «Единая система индексации ачимовских резервуаров для лицензионных участков ПАО «Газпром» на территории ЯНАО». Периоды трансгрессий можно разделить по возрасту и в пределах выделенного возрастного окна

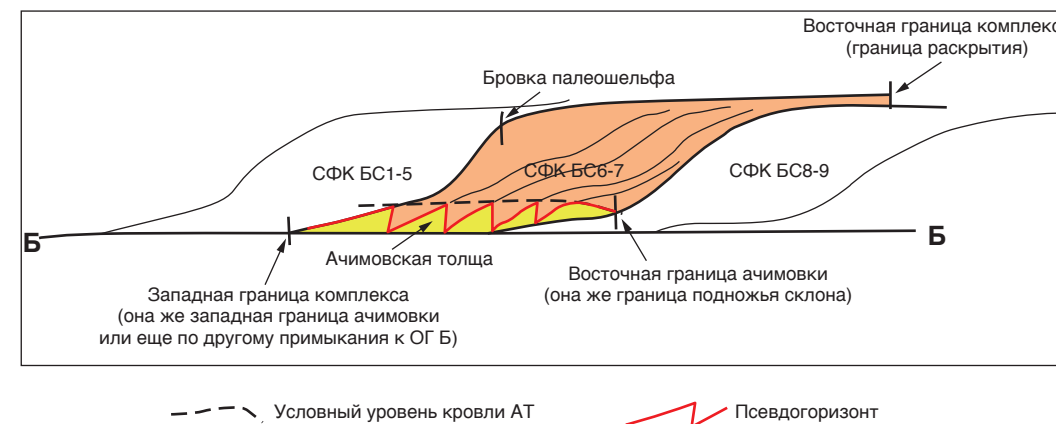


Рис. 1. Схематическая модель строения АТ

(клиноциклит региональной модели) вводить индексы, позволяющие разделить объекты с необходимой степенью детальности с последующей возможностью сопоставить выделенные элементы на разных месторождениях для более корректного поиска аналогов. Дополнительно проведена работа по оценке геометрии аккомодационного пространства в пределах выделенных клиноциклов, результаты этой работы привлекаются при выборе аналогов. Была предложена методика по прослеживанию условного горизонта, контролирующего верхнюю границу ачимовских отложений, что позволило закартировать восточную и западную границы фондоформенных отложений, а также присвоить каждому циклиту соответствующий индекс (рис. 1).

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В основу работ по построению петрофизической модели Ачимовского клиноформенного комплекса Западной Сибири легли данные керновых исследований по 198 скважинам и более чем 20 тыс. исследованных образцов. Ввиду масштабности работы многие петрофизические зависимости учитывали регион расположения изучаемой скважины. В частности, для корректной оценки характера насыщения пласта построена карта изменения минерализации пластовой воды. Испытания скважин показали различие флюидов на севере изучаемой зоны (преимущественно притоки газа и газоконденсата) и юге (преимущественно притоки нефти). Использование в петрофизической модели различных граничных значений для нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов позволяет корректно оценить объем горных пород, занятых флюидом. По результатам анализа была проведена кластеризация областей распространения АТ, основанная на различиях по ФЕС и свойствам флюида с целью подбора типовых технологических решений для каждого кластера.

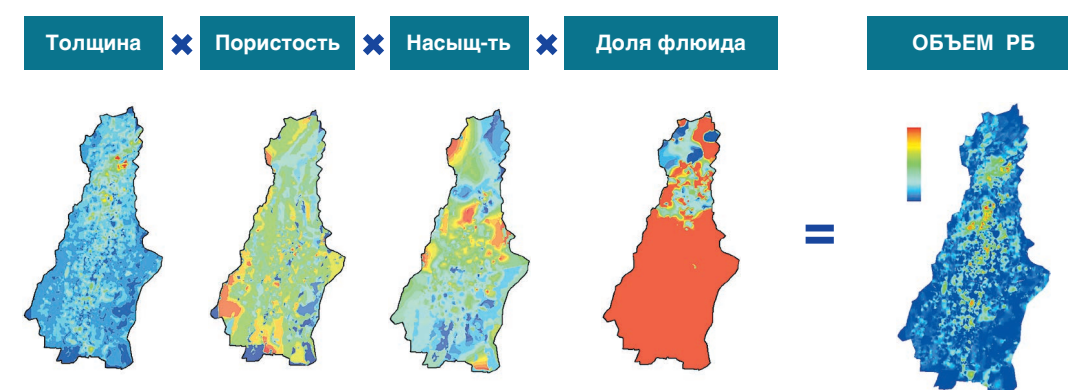


Рис. 2. Построение карты объема ресурсной базы

КАРТОПОСТРОЕНИЕ, ОЦЕНКА РИСКОВ

Цель этапа – оценка количества и качества ресурсной базы с учетом изученности по региону для последующего ранжирования территории работ по приоритетности и планирования проектов доизучения. Основными элементами для формирования карты перспективности по предложенной методике являлись: карта количества ресурсной базы, карта качества ресурсной базы, карта рисков, учитывающая как геологические (gCoS), так и технологические (tCoS), и экономические риски (eCoS). Для оценки ресурсной базы было построено и проанализировано более 45 карт регионального масштаба на основании данных государственного баланса, геологических отчетов, 2D CPP, а также скважинной информации. Перечень базовых карт для построения интегральной карты перспективности включает в себя:

- структурные карты по отражающим горизонтам А, Б, М в границах всей территории изучения;
- структурные карты по клиноциклитам;
- структурные карты по кровле ачимовской толщи (АТ);
- карты толщин АТ (общие, эффективные, нефтегазонасыщенные);
- карты ФЕС (пористость, проницаемость);
- карты свойств флюида (плотность, газосодержание, доля типа флюида ЖУВ/газ);
- карты пластовых давлений, температур, коэффициентов аномальности пластовых давлений;
- карты характеристик баженновской свиты (палеотемпературы, современные температуры, зрелость ОВ и т.д.);
- палеогеографические карты (берриас, ранний валанжин, поздний валанжин, готтерив).

Оценка **количества ресурсов** (рис. 2) проводилась объемным методом для нефти и для газа с дальнейшей верификацией на открытые

месторождения. В качестве исходных данных использовались региональные карты подсчетных параметров, полученные в ходе работы. Оценка **качества ресурсной базы** (рис. 3) проводилась путем комбинации карты фильтрационного и энергетического потенциала пласта – параметров, определяющих потенциальный стартовый дебит единичной скважины по формуле Дюпюи. Для оценки **геологических рисков** применена методика 5-факторного анализа шанса геологического успеха, учитывающая вероятность наличия и зрелость нефтематеринской породы, пути миграции, присутствие коллектора, ловушки и покрышки. Риск по наличию ловушки (Рл) определяется степенью сейсмической изученности, точностью методов исследования (погрешность структурных построений), типом ловушки, ее амплитудой и наличием замыкания (структурного, литологического, стратиграфического). В качестве геологической основы для оценки данного параметра были использованы карта точности структурных построений, а также структурные карты кровли ачимовской толщи, построенные по данным региональных и площадных CPP. Риск по наличию коллектора (Рк) определяется в соответствии с обстановкой осадконакопления и прогнозными картами эффективных толщин. Для определения данного параметра использованы карты эффективных толщин ачимовской толщи, построенные по материалам CPP и скважинным данным, а также палеогеографические карты соответствующих возрастов по клиноциклитам. Фактор **сохранности** (Рс) определяется характеристиками покрышки и историей тектонического развития региона – наличием тектонических нарушений, общей толщиной и качеством флюидоупора, удаленностью от линии стратиграфического выклинивания, а также наличием зон АВГД. В качестве геологической основы использованы тектоническая карта Западной Сибири, геологическая карта домезозойского основания, карта аномальности пластового давления. В данном анализе основополагающим фактором, определяющим сохранность, было наличие разломов от Б до М. Наличие **нефтегазоматеринских пород** (Рнп) для территории изучения определялось с использованием следующей геологической информации: карта зрелости органического вещества, карта нефтегенерационного потенциала, палеотемпературы пород, современные температуры пород баженновской свиты, осредненные концентрации ОВ в отложениях баженновской свиты и ее аналогов, карты катагенеза ОВ. Определяющими риск параметрами являются степень преобразованности ОВ



Рис. 3. Построение карты качества ресурсной базы

(стадия катагенеза), содержание $C_{орг}$, а также факты открытия на прилегающих территориях месторождений УВ. С использованием аналогичного предыдущим двум пунктам набора исходной информации оценивался риск по наличию **путей миграции** (Рм), который определяется расстоянием от очага УВ-генерации до ловушки и наличием разломов. Под **технологическими рисками** при проведении региональной оценки подразумевались возможные осложняющие факторы при бурении высокотехнологичных скважин (ГС с МГРП), которые уже считаются базовой технологией для разработки АТ. Для оценки технологического риска использованы карты глубины залегания АТ, коэффициента аномальности пластового давления, пластовой температуры. С целью оценки **экономических рисков** был проведен анализ удаленности от совокупности объектов инфраструктуры: компрессорных станций, нефтеперегонных станций, автодорог, нефте-, газо- и конденсатопроводов. Данная информация позволяет ранжировать перспективные с точки зрения геологии объекты относительно их готовности к вводу в полномасштабную разработку и количества необходимых затрат на строительство дополнительных инфраструктурных объектов. В результате комплексирования карт геологических, технических и экономических рисков была построена карта совокупных рисков (рис. 4). В качестве метрики уверенности выделения потенциально перспективных областей построена интегральная карта с использованием методики «Газпром нефти» для комплексной оценки **геологической изученности** (НОГИ) (рис. 5). Данная карта позволяет избежать заведомо неверной трактовки потенциала участка, зачастую являющегося результатом интерполяции – не подтвержденного фактическими данными (CPP, скважины). Вся территория распространения АТ была проанализирована на предмет охарактеризованности геолого-геофизической информацией,

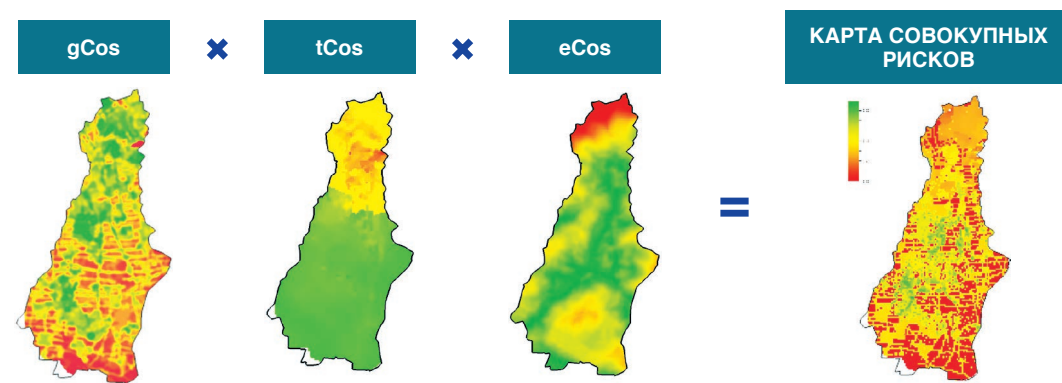


Рис. 4. Построение карты совокупных рисков

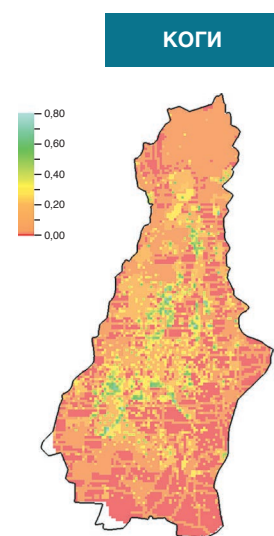


Рис. 5. Карта комплексной оценки геологической изученности

позволяющей составить представление о строении геологического объекта и его свойствах. Рассматривалась изученность СРР, бурением, геофизическими исследованиями скважин, керновыми исследованиями, наличием испытаний, а также данными разработки. Для каждого из приведенных критериев были построены карты, комбинация которых позволила сформировать суммарную карту изученности. Результирующая карта была отмасштабирована от 0 до 1, где изученность выше 0,65 показывает достаточность данных для начала проведения опытно-промышленных работ, от 0,25 до 0,65 – возможность формирования зональных проектов для выделения перспективных опций и менее 0,25 – возможность поисковых проектов для оценки перспективности территории. В результате комбинации карт количества, качества ресурсной базы, карты рисков и карты геологической изученности была создана интегральная карта перспективности отложений АТ, на основании которой были выделены ключевые зональные проекты для дальнейшего изучения и геолого-экономической оценки.

ВЫВОДЫ

В рамках проекта «Большая Ачимовка» выработан трехступенчатый подход к наполнению бизнес-портфеля перспективными опциями. Первая ступень – выполнена региональная оценка перспективных зон. Модель актуализируется после выполнения зональных проектов, используется для выделения менее крупных зон интереса. Перспективные зональные проекты первого приоритета – вторая ступень – позволили выделить потенциальные ЛУ для оценки ресурсов по всему геологическому разрезу. Финальная третья ступень подразумевает проведение ГЭО для ранжирования выделенных опций с учетом затрат на ГРП.

Реализация прогрессивного подхода стала возможной после проведенных работ по созданию интегральной региональной модели, объединившей в себе следующую информацию:

- количество ресурсов,
- качество ресурсов,
- геологические, технологические и экономические риски,
- степень изученности.

Над проектом работала кросс-функциональная команда, объединившая в себе как традиционные для ГРП компетенции по геологии, сейсмике, петрофизике, так и смежные – разработка, инфраструктура, экономика, информационные технологии. Результатом работы является бизнес-инструмент для эффективного поиска и оценки перспективных зон для восполнения и наращивания ресурсной базы Компании.

Благодарности

Выражаем благодарность коллегам, принявшим участие в создании региональной модели: А.А. Минич, С.Н. Рассказовой, А.И. Севостьянову, Д.В. Солодову, Г.М. Тимошенко, Э.Э. Фаттахову, ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «ГПН-ГЕО», ФАУ «ЗапСибНИИГ», ООО «НГТ-Инжиниринг».

Список литературы

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С. Тепловой поток Западной Сибири // Методика и результаты геотермических исследований. Новосибирск, 1979. С. 5–16.
2. Курчинов А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. С. 132.
3. Нежданов А.А. Рифтогенная модель Западно-Сибирского бассейна как основа прогноза новых зон нефтегазоаккумуляции. Тезисы доклада международного симпозиума «Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов». М., 1992. 104 с.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В. Тектоника нефтегазоносных районов Западной Сибири. Основные этапы тектонического развития фундамента Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. Вып. 132.
5. Сурков В.С. Геотермическая характеристика платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты и ее связь с геологическим строением фундамента. Вопросы разведочной и промысловой геофизики в Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1972.

References

1. Duchkov A.D., Sokolova L.S. Heat stream of West Siberia. *Metodika i rezul'taty geotermicheskikh issledovaniy* [Methods and results of geothermal surveys], ed. A.V. Ladynin. Novosibirsk, 1979, pp. 5–16. (In Russ.)
2. Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Geotermiya neftegazonosnykh oblastei Zapadnoi Sibiri* [Geothermy of oil and gas regions of West Siberia]. Moscow, Nedra, 1987. 134 p.
3. Nezhdanov A.A. Riftogenic model of West Siberian basin as a basis for new oil and gas accumulation zones forecast. *Materialy Mezhdunarodnogo simpoziuma «Geodinamicheskaya evoliutsiya osadochnykh basseynov»*, Moskva, 1992 [Materials of the international symposium "Geodynamic evolution of sedimentary basins", Moscow, 1992]. Moscow, 1992. 104 p. (In Russ.)
4. Surkov V.S., Zhero O.G., Smirnov L.V. *Tektonika neftegazonosnykh raionov Zapadnoi Sibiri. Osnovnye etapy tektonicheskogo razvitiia fundamenta Zapadno-Sibirskoi plity* [Tectonics of oil and gas regions of West Siberia. Main stages of West Siberian plate basement tectonic evolution]. Novosibirsk, SNIIGGIMS, 1971. Iss. 132.
5. Surkov V.S. Geothermal characteristic of central part of West Siberian plate platform cover and its connection with geological structure of basement. *Voprosy razvedochnoi i promyslovoi geofiziki v Zapadnoi Sibiri* [Issues of exploration and field geophysics in West Siberia], ed. V.S. Surkov, L.A. Sigal. Novosibirsk, SNIIGGIMS, 1972. Iss. 156.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОГНОЗ ЗОН ПОДВИЖНОЙ ВОДЫ В АЧИМОВСКИХ ПЛАСТАХ НА ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Н.Н. Плешанов¹, Д.Н. Пескова¹, А.А. Забоева¹, А.А. Наумов¹,
А.В. Останков², И.М. Ниткалиев³

¹ «Научно-Технический Центр Газпром нефти» («Газпромнефть НТЦ»),
² ООО «Газпромнефть-ГЕО», ³ ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Электронный адрес: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru, Peskova.DN@gazpromneft-ntc.ru,
Zaboeva.AA@gazpromneft-ntc.ru

Активное изучение особенностей геологического строения ачимовских отложений позволило разработать большое количество методик выявления литологически экранированных, неструктурных ловушек. Однако степень прогноза характера насыщения подобных ловушек остается достаточно низкой, что приводит к значительному увеличению затрат при проведении ГРП и повышению рисков эксплуатационного бурения. В этой связи необходимы интеграция накопленного опыта разработки и разведки ачимовских отложений в периметре компании, рассмотрение подходов по прогнозированию и моделированию зон с подвижной водой, оценке неопределенностей при прогнозе насыщенности по площади.

Ключевые слова: ачимовские отложения, подвижная вода, гидродинамически изолированные тела, минерализация пластовой воды, фильтрационно-емкостные свойства, аномальные кольцевые зоны

COMPLEX ANALYSIS OF FACTORS THAT INFLUENCED ON WATER SATURATION FORECAST
OF ACHIMOV FORMATION AT GAZPROMNEFT LICENCE BLOCKS

N.N. Pleshanov¹, D.N. Peskova¹, A.A. Zaboeva¹, A.A. Naumov¹,
A.V. Ostankov², I.M. Nitkaliev³

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, ² Gazpromneft – GEO LLC,
³ Gazpromneft – Zapolarie LLC

Research of achimov formation geological aspects allows to develop a large number of lithological and non-structural traps prospecting technique. But forecast quality of these traps saturation is low. These results in significant increasing of exploration costs and production drilling risks. Therefore it is necessary to integrate the accumulated experience in the exploration and development of achimov formation, research the methods of forecasting and modeling water saturation.

Keywords: achimov formation, movable water, hydrodynamically isolated sedimentary bodies, formation water salinity, reservoir properties, abnormal annular zones

DOI: 10.7868/S2587739920030027

В настоящее время отложения ачимовских пластов находятся в фокусе интересов большинства нефтегазовых компаний России. В структуре запасов компании «Газпром нефть» (ГПН) ачимовские отложения составляют 25%, большая часть из них (98%) территориально приурочена к месторождениям ЯНАО. В представляемом обзоре рассмотрены наиболее крупные активы компании, такие как Ямбургская и Харвутинская площади, Восточно-Мессояхское, Тазовское, Самбургское, Северо-Самбургское и Песцовое месторождения, участок ЗА Уренгойского месторождения.

В целом отложения ачимовских пластов характеризуются сложным геологическим строением. Для них характерны существенная литологическая неоднородность и неоднородность ФЕС. Из интервалов ачимовских пластов получены как нефтяные, так и газовые, газоконденсатные притоки. В пределах всего региона ачимовские пласты характеризуются АВГД. Геолого-геофизическая характеристика рассматриваемых в статье геологических объектов представлена в табл. 1. Однако ключевой проблемой является непротивоположность антиклинально-гравитационной концепции при описании залежей ачимовских

Таблица 1. Геолого-геофизическая характеристика ачимовских отложений на месторождениях компании «Газпром нефть»

Месторождение	Пласт	K _п , %	K _{пр} , мД	K _н , %	P _{пл} , атм	Флюид
Ямбург	Ач18-1	14,0	0,15	38,6	600	Н
Харвута	Ач15-1–18-2	13,1–13,9	0,14	37,9–38,8	480–650	Н/ГК
В.-Мессояхское	БУ21, БУ22	16,9–17,2	4,0–23,9	45,5–64,5	424–526	Н
Тазовское	Ач4, Ач5, Ач6, Ач7	15,0–16,0	0,2–1,2	46,0–58,0	458–582	Н/ГК
С.-Самбург	Ач5-1, Ач5-2,3	15,2	0,66–0,95	45,0–51,0	650	Н
Песцовое	Ач5, Ач5-1, Ач6, Ач7	13,0–14,0	0,17–0,24	47,0–51,0	513–583	Н/ГК
Самбург	Ач5-1	14,8	0,52	46,0	635	ГК
Уренгойское ЗА	Ач3-Ач5	16,1	1,02	58,6	601–610	ГК

отложений. Для них характерна незакономерная, с точки зрения этой концепции, смена характера насыщения по разрезу. Приходится признать, что в настоящее время не существует универсальных методов прогнозирования развития зон с подвижной водой в интервале ачимовских пластов, что приводит к значительному увеличению затрат при проведении ГРП и повышению рисков эксплуатационного бурения. Целью данной статьи является обобщение информации по накопленному опыту разработки и разведки ачимовских отложений в периметре компании, рассмотрение подходов по прогнозированию и моделированию зон с подвижной водой, оценке неопределенностей при прогнозе насыщенности по площади. В представленной статье рассмотрен ряд возможных причин незакономерного развития подвижной воды в разрезе ачимовских отложений:

- наличие в интервале пласта гидродинамически изолированных тел;
- малоамплитудные экранирующие разломы;
- неопределенность минерализации пластовой воды и ее изменчивость по площади;
- наличие аномально кольцевых зон (АКЗ);
- вторичные изменения пород коллекторов;
- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород коллекторов.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫЕ ТЕЛА

Прогноз развития гидродинамически изолированных осадочных тел, слагающих объект изучения, давно вошел в список рутинных задач нефтяной геологии и связан с восстановлением первичных, конседиментационных процессов формирования отложений. Однако надо помнить, что глубина понимания особенностей геологического строения объекта исследования, а значит и возможность прогноза его неоднородности в межскважинном пространстве напрямую зависят от количества и качества исходной геолого-геофизической информации (ГГИ).

Как правило, на начальной стадии изучения любого геологического объекта наши представления о его строении самые упрощенные. В рамках создания геологической модели (ГМ), основанной возможно лишь на 2D сейсморазведочных работах (СРР) и единичных разведочных скважинах, геолог ограничивается стратификацией объекта в разрезе и выделением сводовых залежей. Объект представляется гидродинамически связанным в пределах всей площади изучения. Именно на этом этапе происходит первичная оценка начальных геологических запасов (НГЗ) углеводородов (УВ), как правило, довольно завышенная. Зачастую именно на этом этапе происходит приобретение компанией нового «перспективного» ЛУ.

ФОРМИРОВАНИЕ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ РЕЗУЛЬТАТОМ СЛОЖНОГО КОМПЛЕКСНОГО ПРОЦЕССА. ДОСТОВЕРНЫЙ ПРОГНОЗ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ В РАССМАТРИВАЕМЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОЗМОЖЕН ТОЛЬКО ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ВСЕХ ПРЕДСТАВЛЕННЫХ ГИПОТЕЗ.

При переходе на этап полномасштабных геолого-разведочных работ (ГРР), в процессе накопления новой ГГИ – данные 3D СРР, равномерная сеть разведочных скважин, результаты длительной отработки разведочных скважин – представления о строении объекта исследования значительно усложняются. Проводится внутренняя дифференциация пласта по границам осадочных тел, его слагающих, и если есть предпосылки, делаются первые предположения о развитии гидродинамически изолированных линз. В зависимости от плотности размещения разведочных скважин и качества сейсмических данных размеры неоднородностей, выделяемых на данном этапе, могут варьироваться в широком диапазоне – от первых десятков до первых сотен км. Для этого этапа характерно неизбежное списание НГЗ, оцененных на предыдущем этапе.

К сожалению, в случае с ачимовскими пластами наиболее реальное понимание всех особенностей геологического строения приходит уже на стадии эксплуатационного бурения, когда в распоряжении геолога есть плотная сеть разведочных и эксплуатационных скважин и достаточное количество кондиционных результатов испытания скважин, история разработки. В ГМ проводится дополнительная дифференциация осадочных тел на более мелкие элементы, размеры которых напрямую зависят от расстояния между скважинами. Как результат объект моделирования разделен на мелкие отдельные, гидродинамически изолированные линзы размером 2–4 км, насыщение которых определяется только по факту испытания новых скважин. Как ни печально осознавать, но даже на этой стадии прогностические свойства ГМ в области развития водонасыщенных тел очень низкие.

Переход от первого уровня детализации ГМ к третьему иногда занимает несколько лет и стоит компании больших инвестиционных затрат. Рассмотрим эволюцию представлений о геологическом строении ачимовских пластов на ряде активов компании ГПН.

В 2018 г. на Восточно-Мессояхском месторождении по результатам бурения и испытания 8 разведочных скважин в интервале пласта БУ21-3-1 выделена и закартирована литологически экранированная предельно насыщенная залежь нефти (рис. 1, а), признаков ВНК, по данным испытаний старого разведочного фонда и РИГИС, не отмечалось. В 2019 г. по факту бурения эксплуатационного куста в районе разведочной скважины VM1 получены притоки воды, как результат значительно сократилась площадь нефтеносности. По результатам детального анализа данных 3D CPP и испытаний старого разведочного фонда ГМ кардинально пересмотрена – принято, что рассматриваемый пласт представляет собой три отдельные линзы с собственными условно-продуктивными уровнями (УПУ). В 2020 г. при разбуривании одной из линз скважиной VM2 вскрыт ВНК. На настоящий момент в варианте Р50 ГМ учтены риски наличия ВНК в других выделенных линзах. В результате за 2 года доизучения залежь пласта БУ21-3-1 разделена на 4 гидродинамически изолированные линзы, а площадь нефтеносности сократилась в 6 раз.

Другой пример – залежь пласта Ач5-2,3 Северо-Самбургского месторождения (рис. 1, б). На начало изучения в 2016 г. в интервале пласта выделена единая сводовая залежь с уровнем ВНК, установленным по факту испытания скв. SS1. Надо отметить, что на тот момент у авторов были в распоряжении результаты испытания скв. SS2, согласно которым получен смешанный приток

нефти и воды выше принятого уровня ВНК и полученных притоков чистой нефти по данным скв. SS3. Однако полученная вода значилась как заколонный переток. Детального анализа данных по скв. SS2 проведено не было. Двумя годами позже скв. SS2 переиспытана с ГРП, обводненность полученной продукции составила 84%. К этому времени на территории месторождения была проведена высокоплотная 3D CPP, но выделить изолированные линзы с различным насыщением она не позволила. Поэтому пласт был разделен на две изолированные линзы, ассоциированные с отложениями разных конусов выноса, по комбинации изменения временных толщин и атрибута RMS. В пределах каждой из линз принят собственный уровень ВНК. Спустя еще два года в 2020 г. по факту бурения скв. ОПР в пределах конуса выноса с более низким положением ВНК в скв. SS-ОПР2, расположенной на расстоянии 3 км на запад от опорной разведочной скважины SS1, получена обводненность 85%, а в скв. SS-ОПР1, расположенной на расстоянии 1 км на восток от той же разведочной скважины, получена обводненность 19%. По результатам атрибутного анализа данных 3D CPP с учетом новых скважинных данных площадь южного конуса выноса значительно сокращена.

Еще один пример – пласт Ач5-1 Самбургского месторождения. В 2016 г. в интервале пласта по результатам детального анализа данных CPP выделено 5 конусов выноса, 2 из них – № 3 и № 4, согласно испытаниям вскрывших их скважин, рассматривались как гидродинамически единое тело, с общими уровнями ВНК и ГВК (рис. 1, в). В 2019 г. по результатам бурения эксплуатационного куста в пределах данного тела получены притоки с абсолютно разными значениями обводненности – от 0 до 98%. Так, в разведочной скв. S1 получен безводный приток газоконденсата, в то время как в скважинах S2 и S3 (расположенных на расстоянии 1 и 2,5 км соответственно от разведки) получена обводненность 43 и 98%. В результате единое тело разделено на 4 гидродинамически изолированные линзы.

Опыт работы компании на этих активах позволяет сделать вывод о том, что разрешающая способность CPP и плотность разведочного бурения дают возможность закартировать границы только крупномасштабных осадочных тел, в то время как по результатам бурения и испытания эксплуатационных скважин, как правило, определяется более высокая степень неоднородности отложений.

Полученный опыт в значительной степени учтен при создании концептуальных геологических моделей на новых активах компании – здесь комплексный анализ всей исходной ГГИ направлен уже на максимально возможную

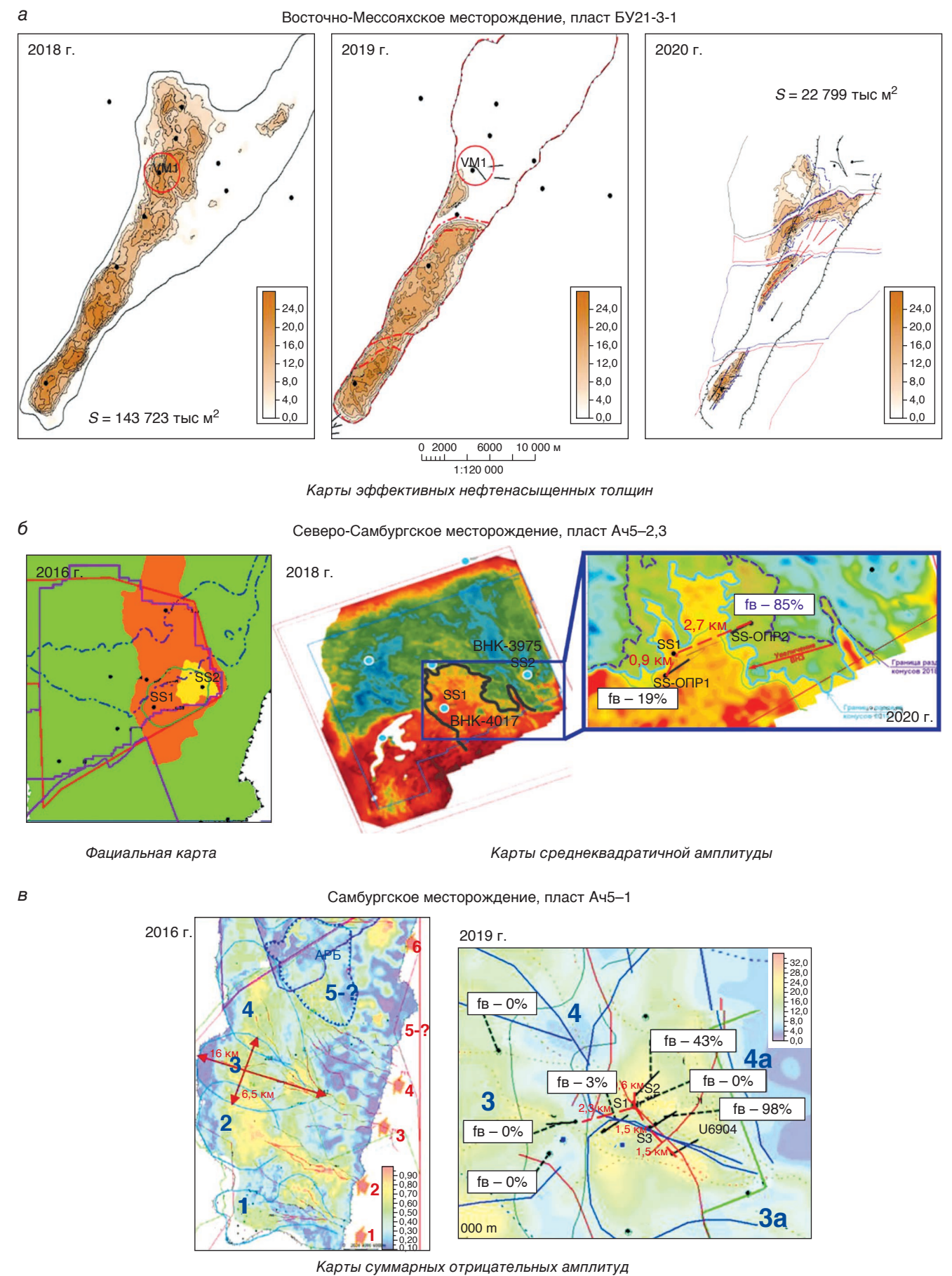


Рис. 1. Эволюция представлений о геологическом строении ачимовских пластов на: а – Восточно-Мессояхском, б – Северо-Самбургском, в – Самбургском месторождениях

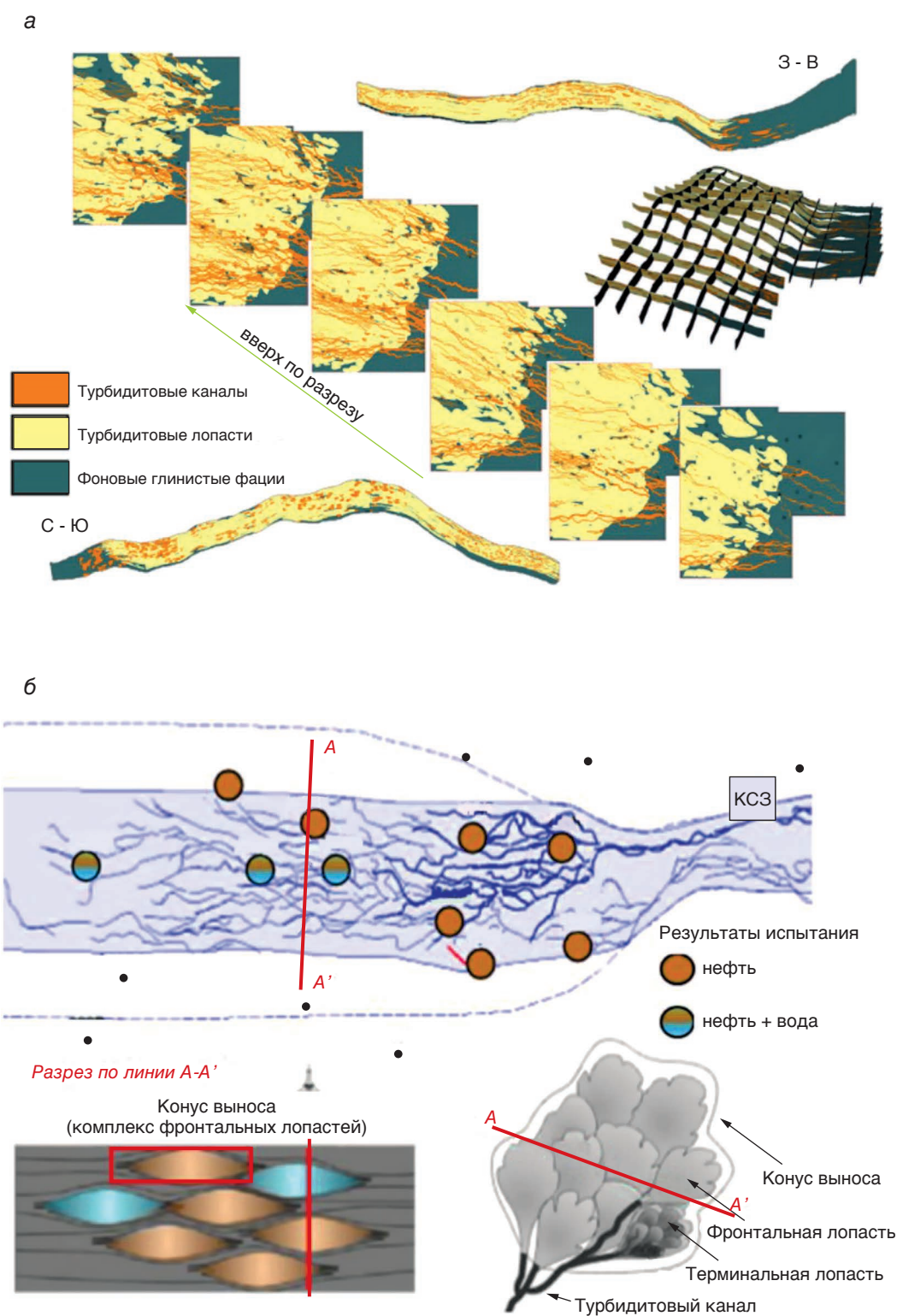


Рис. 2. а – Геологическая модель пласта Ач18-1 Ямбургского НГКМ, б – результаты испытания пласта Ач18-1 скважинами, вскрывшими один глубоководный конус выноса

в рамках текущего уровня изученности дифференциацию рассматриваемых отложений. Так, например, при создании ГМ пласта Ач18-1 Ямбургской площади по результатам анализа 3D CPP и детального седиментологического описания керна закартировано 10 систем распределительных каналов (рис. 2), каждая из которых формирует собственный глубоководный

конус выноса, отложения которого могут быть представлены как гидродинамически единым телом, так и комплексом мелких гидродинамически изолированных линз. В 2019–2020 гг. на месторождении пробурены и отработаны первые скважины ОПР. Обводненность в скв. У1 составила 85%, в то время как разведочные скважины, расположенные в 3 км от нее, дали

безводные притоки нефти. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости более детальной дифференциации конусов выноса на отдельные слагающие их терминальные лопасти. При создании концептуальных геологических моделей ачимовских отложений Уренгойского и Песцового месторождений реализованы аналогичные подходы – по результатам комплексного анализа данных CPP, седиментологического исследования керна, испытания скважин и РИГИС проведено сейсмофациальное районирование. В итоге пласты Ач3-5 Уренгойского месторождения разделены на 15 гидродинамически изолированных тел, а в интервале семи пластов Песцового месторождения выделено от 2 до 7 тел в каждом. Пока данные модели не апробированы бурением эксплуатационных скважин. Однако в целом можно сделать вывод, что в настоящее время на новых активах плотность исходной ГГИ не позволяет в полной мере отразить реальную неоднородность отложений. Как результат любая вновь пробуренная скважина может существенно изменить концептуальные представления о гидродинамической связности осадочных тел. Кроме того, следует отметить, что иногда расстояние между скважинами, в которых получен разный приток, значительно меньше размеров геологической неоднородности, обусловленной фациальной дифференциацией, согласно текущим концептуальным представлениям. В этой связи возникают предпосылки к рассмотрению дополнительных гипотез, связанных с постседиментационными процессами преобразования отложений и процессами формирования залежей.

МАЛОАМПЛИТУДНЫЕ ЭКРАНИРУЮЩИЕ РАЗЛОМЫ

Первая из возможных причин, которую всегда рассматривают геологи при невозможности оконтурить сводовую или литологически экранированную залежь, – это наличие гидродинамически экранирующих разломов. Однако в случае с ачимовскими пластами здесь возникают затруднения. В интервале неокомских отложений признаков вертикальных смещений, образующих единую дизъюнктивную систему, не наблюдается – точность выделения разломов в этом интервале осадочного чехла Западной Сибири, по данным CPP, очень низкая. Однако даже с учетом условно выделенных разломов анализ, проведенный для ряда месторождений, позволяет сделать вывод, что особенности тектонической модели ачимовских пластов не могут в полной мере объяснить наблюдаемые особенности распределения насыщения как по латерали, так и по вертикали.

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ И ЕЕ ИЗМЕНЧИВОСТЬ ПО ПЛОЩАДИ

Следующая возможная причина развития зон подвижной воды в интервале ачимовских отложений связана с существенной изменчивостью минерализации пластовой воды по площади. Как известно, данный параметр оказывает значительное влияние на достоверность прогноза значений коэффициента нефте-газо-насыщенности ($k_{нр}$) по данным ГИС. В табл. 2 приведены диапазоны значений минерализации по собственным пробам для рассмотренных ачимовских пластов на разных

Таблица 2. Сводная таблица минерализации пластовой воды ачимовских отложений на месторождениях компании «Газпром нефть»

Месторождение	Пласт	Число скважин	Диапазон	Принятая в ПОМ
			г/л	г/л
Тазовское	Ач6-0	2	9,5–11,9*	10,3
	Ач5	1	7,2–9,5	
Северо-Самбургское	Ач5-2,3	4	4,9–5,6	8
	Ач5-1	1	13,9	
Самбургское	Ач5-1	10	4,7–9,8	10
Уренгойское, уч. 3А	Ач3	2	7,5–8,7	8,3
Восточно-Мессояхское	БУ21	1	5,0	8
	БУ22	1	4,9	
Песцовое	Ач	из ПЗ	7,9–19,4	11,5/10,3**
Харвутинская пл.	Ач18-2	1	9,2	12
Ямбургская пл.	Ач18-1	5	8,7–14,8	12

* Диапазон изменения минерализации по трем пробам скв. 90 Тазовского ЛУ 9,5–13,6 г/л.
 ** Принятая минерализация ОПЗ 11,5 г/л, НТЦ – 10,3 г/л.

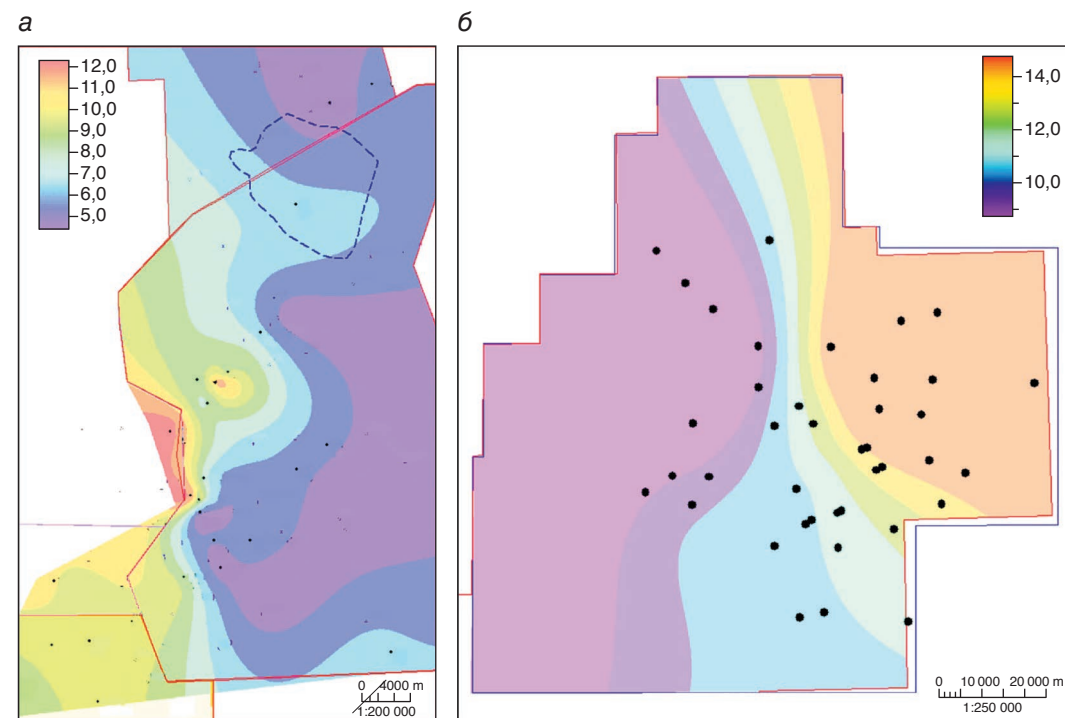


Рис. 3. Карты минерализации пластовой воды:
а – пласта Ач5-1 Самбургского НГКМ, б – пласта Ач18-1 Ямбургского НГКМ

активах компании ГПН и значения, принятые в текущей петрофизической модели. Часто приходится сталкиваться с ситуацией, когда принятое значение минерализации не соответствует диапазону, полученному по результату отбора проб. Это может быть связано как со значительным усреднением данного параметра для групп генетически близких пластов, так и с принятием его по месторождениям-аналогам, что объясняется в первую очередь малым количеством кондиционных проб.

Однако, как показывает детальный анализ на отдельных месторождениях, изменение минерализации по площади в пределах участка изучения может быть столь существенным, что принятие одного среднего значения приведет к значительным ошибкам при оценке $K_{\text{нп}}$ по данным ГИС.

На рис. 3, а показана карта минерализации пластовой воды в интервале пласта Ач5-1 Самбургского месторождения. Наблюдается неравномерный по площади тренд увеличения минерализации с востока (от 4,7 г/л) на запад (до 12,3 г/л). Аналогичный тренд выявлен и на Песцовом месторождении.

На Ямбургской площади вся вода, полученная в притоках скважин, согласно актам, признана технической жидкостью. Однако химический состав проб соответствует региональным данным. На карте наблюдается обратный Самбургскому тренд увеличения минерализации с запада (8,7 г/л) на восток (15 г/л) (рис. 3, б). Одной из вероятных причин наблюдаемого тренда может

быть присутствие аномально кольцевых зон на западе Ямбургской площади. Таким образом, использование единого значения минерализации пластовой воды может привести к некорректному прогнозу водонасыщенности и обводненности по площади. Для повышения достоверности прогноза данных параметров необходимо проводить качественные исследования пластовой воды, увеличивать выборку исследований по площади, расчет коэффициента водонасыщенности ($K_{\text{в}}$), по данным ГИС, проводить с учетом тренда по минерализации.

АНОМАЛЬНЫЕ КОЛЬЦЕВЫЕ ЗОНЫ

Термин «аномальные кольцевые зоны» (АКЗ) ввел А.А. Нежданов [1]. До этого широкому кругу геологов и геофизиков это явление было известно как инверсионные кольцевые структуры. Согласно представлениям ряда исследователей [2, 3, 4, 5], АКЗ – это газовые трубы, через которые происходит флюидомиграция парогазовой смеси под сверхвысоким давлением. Согласно ряду исследователей [6], причина водонасыщенности ачимовских отложений на севере ЯНАО связана с наличием АКЗ, которые служат каналами для миграции парожидкостной смеси вверх по разрезу, и, как следствие, в прилегающих к АКЗ зонах происходит заражение нижних горизонтов (в том числе пластов ачимовской толщи) низкоминерализованной ювенильной водой. Данная концепция объясняет, например,

наличие воды в притоках из ачимовской толщи на участке Уренгойское 1А, в котором вода занимает самую высокую часть ловушки, где минерализация пластовой воды составляет всего 0,5 г/л.

Согласно региональным и собственным данным, АКЗ выявлена на Ямбургской площади. На других рассматриваемых участках АКЗ однозначно не картируются. На Ямбургской площади выявлено три АКЗ (рис. 4): крупная АКЗ в куполе Ямбургского поднятия и две небольшие АКЗ на севере. Как отмечалось ранее, наличие крупной АКЗ в куполе Ямбургского поднятия может быть причиной наблюдаемого тренда изменения минерализации в пределах месторождения. Однако наличие АКЗ на Ямбургской площади не объясняет в полной мере особенности распространения водонасыщенных зон по разным пластам. Так, например, в скв. У2, находящейся на расстоянии 8 км от крупной АКЗ, обводненность при испытании пласта Ач18-1 составила 0–46%, что гораздо ниже, чем в скв. У3, находящейся в > 20 км, где получена обводненность более 80%.

ВТОРИЧНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ

Для большей части рассмотренных месторождений характерна существенная область перекрытия значений УЭС для пропластков с разным характером притока. Это затрудняет выделение граничного УЭС и, как результат, прогноз характера насыщения по ГИС. По результатам комплексного анализа на Восточно-Мессояхском месторождении выявлено, что данная проблема связана в том числе со вторичными изменениями, а именно существенным содержанием вторичного хлорита в составе цемента коллекторов. Так, залежь пласта БУ21-3 разделена на два изолированных тела. Согласно результатам испытания, северное тело водонасыщено. Однако замеренные значения УЭС в скважинах южной части ниже, чем в северной. Связано это с тем, что содержание хлорита в коллекторах, слагающих южное тело, значительно выше, чем в северной части. В данной ситуации величина УЭС не является критерием оценки характера насыщения по ГИС.

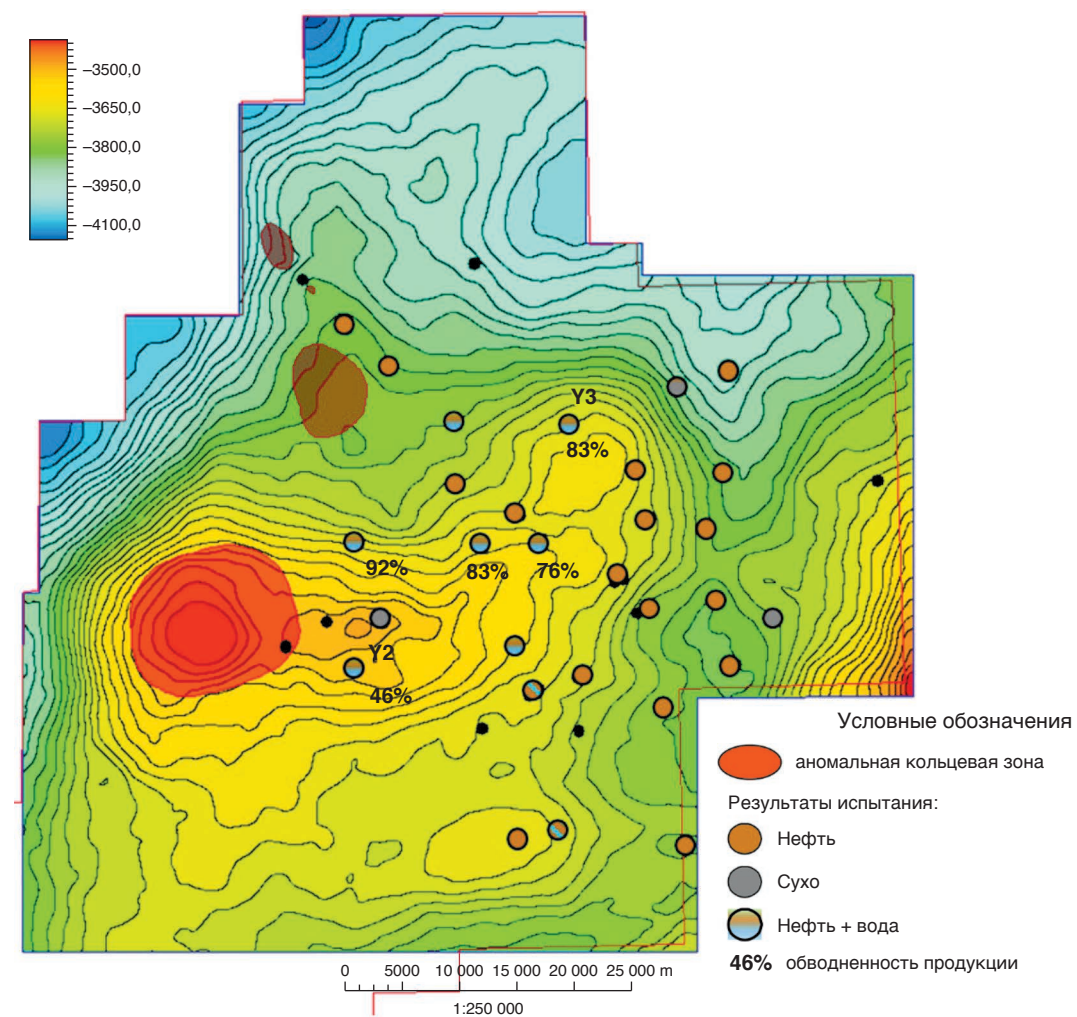


Рис. 4. Структурная карта пласта Ач18-1 Ямбургского НГКМ с границами аномальных кольцевых зон и результатами испытания скважин

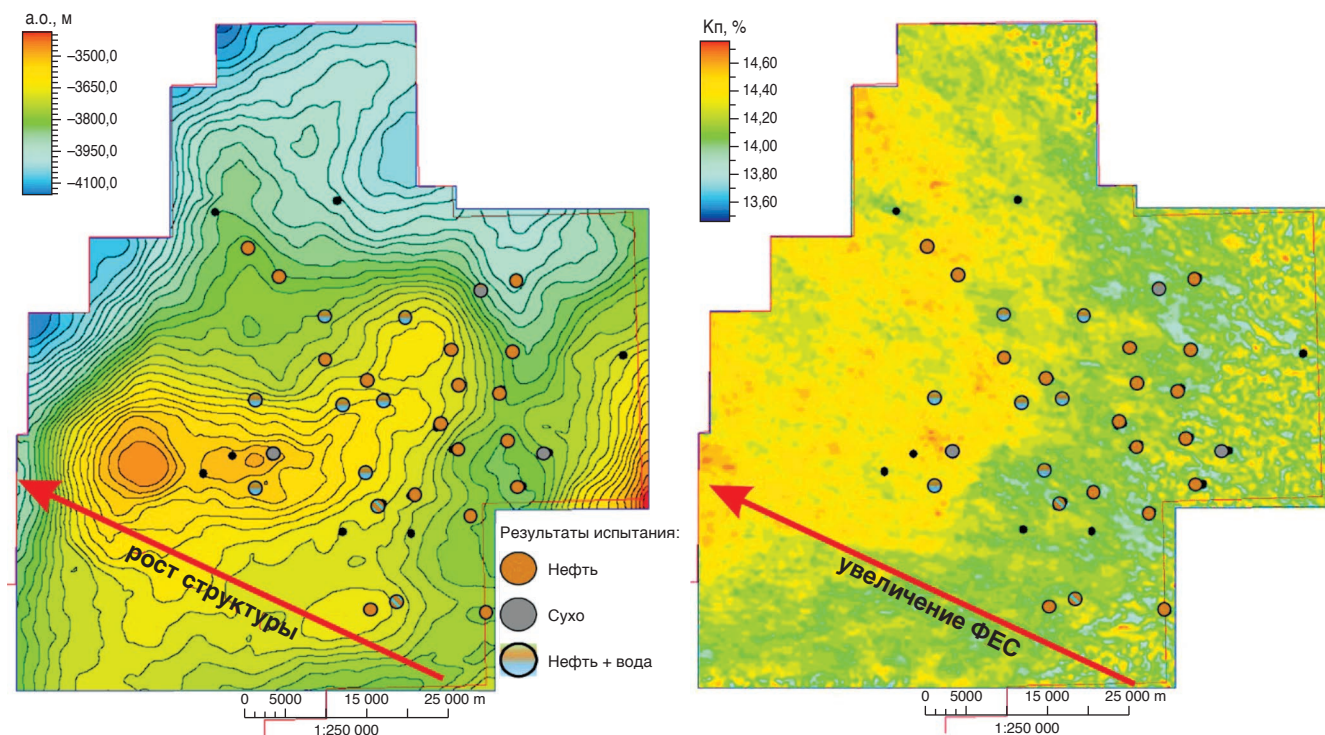


Рис. 5. Структурная карта (слева) и карта пористости (справа) пласта Ач18-1 Ямбургского НГКМ с результатами испытания скважин

Аналогичные исследования проводятся на Харвутинской площади. Первые результаты подтверждают выводы, сделанные в рамках работ на Восточно-Мессояхском месторождении. На остальных активах подобная работа также инициирована.

НЕОДНОРОДНОСТЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ

В рамках рассматриваемой проблемы нельзя не отметить, что в условиях залежей, расположенных в пределах переходной зоны насыщения, распределение $k_{нг}$ должно зависеть от двух ключевых факторов – ФЕС и гипсометрии. В этом случае восстановление в ГМ неоднородности ФЕС в межскважинном пространстве, на основании концептуальных представлений о конседиментационных и постседиментационных процессах формирования отложений, должно позволить спрогнозировать развитие зон, характеризующихся повышенными значениями $k_{б}$. Однако для ряда рассмотренных активов, по данным РИГИС, наблюдается обратная, нефизичная зависимость между значениями $k_{нг}$ и ФЕС/гипсометрией залежей. На первый взгляд, наиболее вероятная причина наблюдаемых особенностей связана с существенными погрешностями в расчете $k_{нг}$ по модели Арчи–Дахнова, обусловленными неопределенностями значений УЭС и минерализации пластовой воды. Но тренд изменения значений

$k_{нг}$ по площади подтверждается результатами испытания скважин.

Так, в интервале пласта Ач18-1 в пределах Ямбургской площади наблюдается тренд увеличения пористости и рост структуры с востока на запад (рис. 5). Значения $k_{нг}$ в этом же направлении уменьшаются, а максимальная обводненность отмечена в скважинах, расположенных в сводовой части Ямбургского поднятия, расположенного на западе участка. В сложившейся ситуации ни одна из существующих методик моделирования не позволяет создать достоверную модель насыщения.

ВЫВОДЫ

Можно резюмировать, что ни одна из представленных гипотез не может в полной мере объяснить наблюдаемое не закономерное с точки зрения гипсометрии и структурных факторов расположение зон подвижной воды в интервалах ачимовских пластов. Как результат, отсутствие полного понимания механизмов формирования залежей ведет к невозможности проводить прогноз развития этих зон в межскважинном пространстве. Формирование ачимовских залежей является результатом сложного комплексного процесса. Достоверный прогноз характера насыщения в рассматриваемых отложениях возможен только по результатам комплексного анализа всех представленных гипотез. Особенности геологического строения ачимовских отложений ставят перед нами новые

вызовы и требуют разработки новых подходов к ведению ГРП.

Повсеместно применяемая методика ГРП, основанная на проведении площадных 3D СРР и бурении ограниченного количества разведочных скважин, хорошо зарекомендовавшая себя на более выдержанных геологических объектах, абсолютно не состоятельна в рамках изучения ачимовских отложений. Подобный стандартный подход приводит к тому, что на завершающей стадии ГРП мы не имеем полного представления о фациальной, литологической неоднородности отложений, не можем прогнозировать зоны развития подвижной воды. Все это, безусловно, сказывается на успешности дальнейшего эксплуатационного бурения не в лучшую сторону.

Опыт компании «Газпром нефть» показывает, что при работе с ачимовскими отложениями программа ГРП должна включать в себя

значительный комплекс работ по накоплению разносторонней ГГИ. Плотность сетки разведочных скважин должна быть сопоставима с размерами геологической неоднородности отложений. В процессе бурения скважин обязателен отбор керна и его дальнейшее всестороннее изучение – не только рутинные исследования ФЕС, но и детальный седиментологический анализ, РСА, детальное описание шлифов. При испытании и отработке скважин необходимы отборы проб пластовой воды. Все это позволит в полной мере оценить неоднородность каждого из параметров и степень их влияния на распространение подвижной воды в интервале изучаемого геологического объекта. Как результат, в значительной степени повысит прогностические свойства наших геологических моделей.

Список литературы

1. Нежданов А.А. Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.С. Смирнов, В.В. Касьянов, А.А. Сподобаев // XVI координационное геологическое совещание ОАО «Газпром» (г. Геленджик, 23–30 апреля 2011 г.). – М.: Газпром экспо, 2013. – С. 40–54.
2. Бембель Р.М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. – 2-е изд. Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 224 с.
3. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли / В.М. Мегеря. – М.: Локус Станди, 2009. – 256 с.
4. Нежданов А.А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, А.Д. Авраменко, И.И. Халиулин // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всероссийской конференции. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 340–342.
5. Наумов А.Л. Модель абиогенного происхождения нефти по материалам Западной Сибири / А.Л. Наумов, Т.М. Онищук // Исследования и разработки по неорганическому направлению в нефтяной геологии (материалы Кудрявцевских чтений 1988 года). – Л.: ВНИГРИ, 1989. – С. 116–128.
6. Мормышев В.В. Геологическое и геолого-технологическое моделирование нижнемеловых отложений севера Западной Сибири на основе программного комплекса Visual Geomodel / В.В. Мормышев, А.Н. Нестеренко, С.О. Загорнов. – СПб.: ООО «Недра», 2018. – 128 с.

References

1. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Smirnov A.S., Kasyanov V.V., Spodobaev A.A. The role of fluid dynamic processes in the formation of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. XVI koordinatsionnoe geologicheskoe soveshchanie OAO "Gazprom" (Gelendzhik, 23–30.04.2011) [XVI coordination geological meeting of Gazprom (Gelendzhik, 23 – 30.04.2011)]. Moscow, Gazprom Expo Publ. 2013, pp. 40–54. (In Russ.)
2. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Geosolitony: funktsional'naiia sistema Zemli, kontseptsiiia razvedki i razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov [Geosolitons: the functional system of the Earth, the concept of exploration and development of hydrocarbon deposits]. Tyumen, Vector Book Publ., 2003. 224 p.
3. Megerya V.M. Poisk i razvedka zalezhei uglevodorodov, kontroliruemykh geosolitonnai degazatsiei Zemli [Exploration of hydrocarbon deposits controlled by the geosoliton degassing of the Earth]. Moscow, Lokus Standi Publ., 2009. 256 p.
4. Nezhdanov A.A., Avramenko A.D., Khaliulin I.I. The role of Earth degassing in the formation of hydrocarbon deposits in the north of Western Siberia. Degazatsiia Zemli: geodinamika, geofliuidy, neft', gaz i ikh paragenезy: materialy Vserossiiskoi konferentsii [Degassing the Earth: geodynamics, geo-fluids, oil, gas and their parageneses: materials of the All-Russian Conference]. Moscow, GEOS Publ., 2008, pp. 340–342. (In Russ.)
5. Naumov A.L., Onishchuk T.M. A model of the abiogenic oil origin based on materials from Western Siberia. Issledovaniia i razrabotki po neorganicheskomu napravleniiu v nef'tianoi geologii (materialy Kudriavtsevskikh chtenii 1988) [Inorganic research and development in petroleum geology (materials from the 1988 Kudryavtsev readings)]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1989, pp. 116–128. (In Russ.)
6. Mormyshev V.V., Nesterenko A.N., Zagornov S.O. Geologicheskoe i geologo-tekhnologicheskoe modelirovanie nizhnemelovykh otlozhenii severa Zapadnoi Sibiri na osnove programmnogo kompleksa Visual Geomodel [Geological and technological modeling of the Lower Cretaceous deposits of the north of Western Siberia based on the Visual Geomodel software package]. St. Petersburg, Nedra LLC Publ., 2018. 128 p.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ВСКРЫВАЮЩИХ КАРБОНАТНЫЕ ТРЕЩИНОВАТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ, НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ВУ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

Е.В. Юдин¹, к. ф.-м. н., **Г.А. Пиотровский¹**, **О.А. Колюк¹**, **Н.А. Смирнов¹**, **И.М. Галютдинов²**, к. э. н., **А.А. Сагиров³**, **И.А. Ломухин³**

¹ Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

² «Газпром нефть», ³ ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Электронный адрес: Yudin.EV@gazpromneft-ntc.ru

В работе рассматриваются особенности эксплуатации скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Предложен комплексный подход к определению параметров трещиноватого пласта: на базе математической модели трещинно-порового коллектора Уоррена-Рута найдены зависимости дебита скважины от времени и параметров трещиноватости в условиях поддержания постоянного забойного давления. На следующем этапе данная задача экстраполируется для случая произвольной динамики дебитов и давлений на основе теории конволюции. Поиск параметров двойной среды осуществляется путем их варьирования в диапазоне допустимых значений для минимизации отклонения расчетного дебита относительно истинного.

Для выявления возможных причин ухудшения продуктивности скважин при снижении забойного давления проведены численные эксперименты на синтетических гидродинамических моделях для определения основных влияющих факторов, которые могут привести к наблюдаемому снижению продуктивности скважин при росте депрессии. С учетом полученной информации были проведены многовариантные расчеты секторных моделей ВУ ОНГКМ с целью определения оптимальных параметров эксплуатации для максимизации добычи нефти и минимизации операционных затрат с учетом выявленных осложняющих факторов. Исследованы различные осложняющие причины, которые могут приводить к снижению добычных характеристик скважин для условий трещиноватых коллекторов с газовой шапкой и высоким газосодержанием нефти.

Ключевые слова: карбонатные резервуары, низкопроницаемые коллекторы, параметры трещиноватости, интерпретация ГДИС, оптимальное забойное давление, гидратообразование

OPERATIONAL FEATURES AND METHODS FOR DETERMINING THE OPTIMAL OPERATION PARAMETERS IN FRACTURED RESERVOIRS WITH A GAS CAP: OIL RIMS OF ORENBURG OGCF CASE STUDY

E.V. Yudin¹, **G.A. Piotrovskiy¹**, **O.A. Kolyuk¹**, **N.A. Smirnov¹**, **I.M. Galyautdinov²**, **A.A. Sagirov³**, **I.A. Lomukhin³**

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, ² Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg,

³ Gazpromneft-Orenburg LLC, RF, Orenburg

The paper deals with the features of well operation at the Eastern part of Orenburg oil and gas condensate field (OGCF). We propose a complex approach to determining the parameters of the fractured formation: based on the mathematical model of Warren–Root fracture reservoir, we find the dependence of the well flow rate on time and parameters of fracture under conditions of maintaining constant bottomhole pressure. Next stage is an extrapolation of this problem for the case of arbitrary dynamics of flow rates and pressures based on the deconvolution theory. The search of parameters of double fracture formation is carried out by their variation in the corridor of admissible values in order to minimize the deviation of the calculated flow rate relative to the true one.

To identify possible reasons for the decline in well productivity with a decrease in bottomhole pressure, numerical experiments were performed on synthetic hydrodynamic models to determine the main influencing factors that can lead to an observed decrease in well productivity with increasing depression. Based on the information received, multivariate calculations of sector models of the EP OGCF were carried out in order to determine the optimal operating parameters to maximize oil production or minimize specific operating costs, taking into account the identified complicating factors.

Keywords: carbonate reservoirs, low permeability reservoirs, fracture parameters, well tests interpretation, optimal bottomhole pressure, hydrate formation

DOI: 10.7868/S2587739920030039

Эффективности разработки новых месторождений в современных условиях значительно препятствует недостаточное представление о работе продуктивных пластов, содержащих трудноизвлекаемые запасы. В качестве примера рассматривается Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ), добыча на котором осложняется карбонатным трещинно-поровым типом коллектора с низкопроницаемой матрицей (менее 1 мД) и высокой неоднородностью ФЕС по площади. В то же время разработка месторождения ограничивается высоким содержанием H_2S , а также наличием массивной газовой шапки (пластовым давлением, равным давлению насыщения на ГНК) и подстилающей воды. Все эти факторы обуславливают специфику проведения сопутствующих разработке мероприятий, а также низкую эффективность ряда стандартных методов интенсификации притока. В связи с вышеизложенным актуально рассмотрение нетривиальных решений при определении параметров коллектора и эксплуатации скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Общее понимание характера течения флюидов по каналам трещинно-порового продуктивного пласта может базироваться на геологических, геофизических или гидродинамических методах. Однако подавляющее большинство этих методов применимо лишь для однородных (близких к однородным) коллекторов с достаточно высокой проницаемостью. В то же время определяемые на их основе параметры не позволяют с приемлемой точностью прогнозировать дебиты скважин, вскрывающих карбонатные отложения ВУ ОНГКМ.

В качестве решения данной проблемы предлагается использование модели двойной среды, предполагающей условное разделение на низкопроницаемую поровую матрицу, содержащую основные запасы, и высокопроницаемую сеть трещин, выступающую в роли каналов фильтрации.

Одной из таких моделей является система уравнений Уоррена–Рута [1], при решении которой дебит скважин определяется через параметры трещиноватости:

$$\begin{cases} \nabla^2 p_{fD} = \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} + (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} \\ \lambda(p_{mD} - p_{fD}) = -(1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} \end{cases}, \quad (1)$$

где p_{fD} – безразмерное давление в системе трещин, p_{mD} – безразмерное давление

в матрице, t_D – безразмерное время; ω и λ – параметры трещиноватости. Параметр ω дает представление о доле извлекаемого из трещин флюида, а λ отвечает за силу притока флюида из матрицы.

Традиционно решение системы (1) проводится в пространстве изображений: после преобразования Лапласа и применения необходимых граничных условий рассчитывается соответствующий дебит. Например, для вертикальной скважины при условии отсутствия перетока через внешнюю границу и поддержания постоянного давления на скважине решение имеет вид

$$\tilde{q}_D = \frac{\sqrt{sf(s)} \cdot \left[K_1(\sqrt{sf(s)}) \cdot I_1(r_{eD}\sqrt{sf(s)}) - I_1(\sqrt{sf(s)}) \cdot K_1(r_{eD}\sqrt{sf(s)}) \right]}{s \cdot \left[K_1(r_{eD}\sqrt{sf(s)}) \cdot I_0(\sqrt{sf(s)}) + K_0(\sqrt{sf(s)}) \cdot I_1(r_{eD}\sqrt{sf(s)}) \right]}, \quad (2)$$

где \tilde{q}_D – безразмерный дебит в пространстве Лапласа, r_{eD} – безразмерный радиус зоны дренирования, s – переменная Лапласа,

$$f(s) = \frac{\lambda + s\omega(1 - \omega)}{\lambda + s(1 - \omega)}; \quad I_0, K_0, I_1, K_1 - \text{модифицированные функции Бесселя.}$$

УСТОЯВШИМСЯ ПОДХОДОМ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОТСУТСТВИИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ СЧИТАЕТСЯ МАКСИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ.

Точное обратное преобразование Лапласа для данного выражения произвести достаточно сложно, и обычно в таких случаях применяют численные алгоритмы (например, алгоритм Стефеста [2]). Однако для прогностических целей целесообразнее использовать формульные аппроксимации. В пределах ограничивающих отрезков времен они устойчиво описывают реальную зависимость дебита от времени и параметров трещиноватости. Аппроксимации существуют для различных граничных условий и временных промежутков (они описаны в работах Giovanni Da Prat [3], Syrtlanov [4] и др.). Так, аппроксимация уравнения (2) для «больших» времен ($t_D \geq 100$) [3]

$$q_D(t_D) \cong \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \lambda e^{-\frac{\lambda}{1 - \omega} t_D}. \quad (3)$$

От выражения (3) можно перейти к размерному дебиту с помощью уравнения

$$q_D = \frac{18,4 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{k \cdot h \cdot \Delta p}, \quad (4)$$

где q – размерный дебит ($m^3/сут$), B – объемный коэффициент, μ – вязкость флюида, k – проницаемость, h – эффективная мощность, Δp – депрессия на пласт.

Приведенная выше модель (с одним из частных случаев граничных условий) имеет существенный недостаток: для нахождения зависимости $q_D(t_D)$ в явном виде необходимо соблюдение условия поддержания постоянного давления на скважине. На практике же забойное давление – переменная величина, вследствие чего нужно усовершенствовать данный подход. Возможным решением данной задачи служит теория деконволюции. Классически в большинстве работ [5, 6 и др.] она базируется на представлении изменения забойного давления в виде интеграла Дюамеля:

$$\Delta p = p_0 - p(t) = \int_0^t q(\tau) g(t - \tau) d\tau, \quad (5)$$

где p_0 и $p(t)$ – начальное и текущее забойное давление соответственно, $q(\tau)$ – функция зависимости дебита скважины от времени, $g(t - \tau)$ – функция влияния, являющаяся изменением забойного давления во времени при условии поддержания единичного дебита скважины. Однако можно показать, что переменный дебит при переменном давлении тоже возможно представить в виде интеграла и рассчитать его через функцию дебита при постоянном давлении (новая функция влияния). Из закона Дарси следует, что

$$q(t) = -\frac{1}{\mu} \oint_{S_w} k \frac{\partial p(\Delta p, t, r)}{\partial n} dS, \quad (6)$$

где r – радиус контура, S – поверхность, через которую протекает флюид, ∂n – нормаль к dS .

С помощью принципа суперпозиции можно показать, что

$$p(\Delta p, t, r) = \Delta p \cdot p(\Delta p = 1, t, r). \quad (7)$$

Исходя из уравнений (6) и (7), получаем

$$q(t) = \int_0^t \Delta p(\tau) \hat{q}'(t - \tau) d\tau, \quad (8)$$

где $\hat{q}(t - \tau)$ – новая функция влияния. Вместо \hat{q} можно подставить функцию размерного дебита трещинно-порового пласта для соответствующих граничных условий (например, полученную из уравнений (3) и (4)). И тогда решение задачи поиска параметров трещиноватости сводится к минимизации разницы между истинным значением дебита и рассчитанным с помощью варьирования ω и λ в допустимых коридорах значений. Приведенная методика позволяет более детально описывать трещинно-поровые системы, обеспечивая количественную оценку параметров трещиноватости.

НЕОДНОЗНАЧНОСТЬ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Достоверность определения продуктивности пластовой системы напрямую зависит от результатов ГДИС. В то же время низкие неоднородные ФЕС пласта также накладывают свою специфику на проведение и интерпретацию ГДИС. На ряде скважин установлена

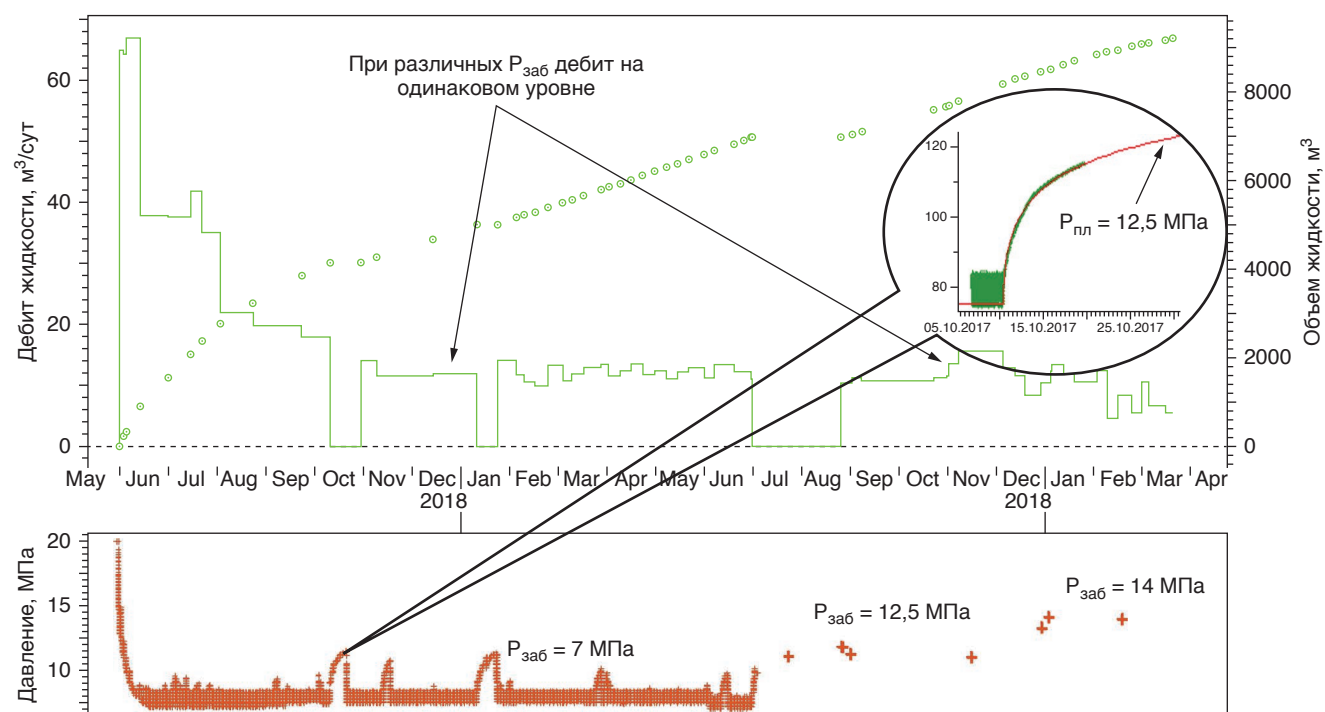


Рис. 1. Дебит жидкости (м³/сут), объем жидкости (м³), давления (МПа) в зависимости от времени

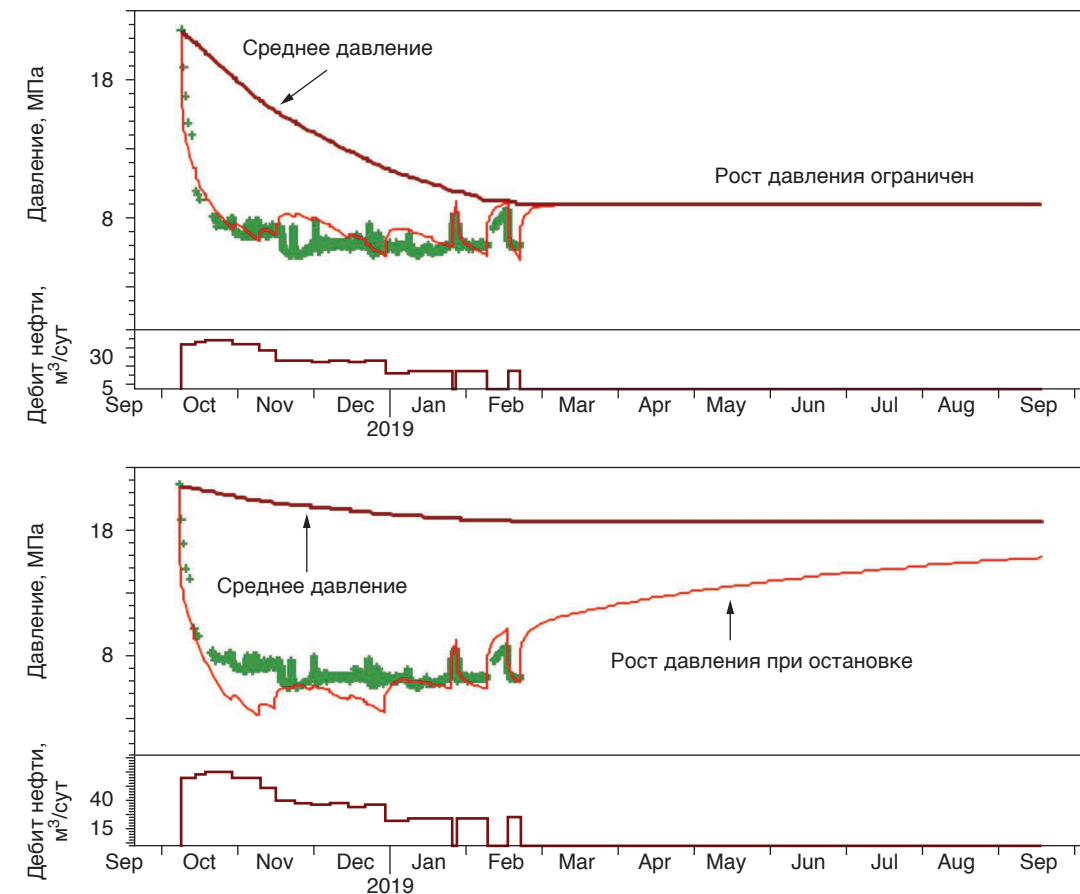


Рис. 2. График давления (МПа), дебит жидкости (м³/сут) в зависимости от времени

несогласованность между данными фактической эксплуатации скважин и результатами ГДИС. Например, для одной из скважин исследуемого месторождения пластовое давление, интерпретируемое по результатам КВД, имеет значение 12,5 МПа (рис. 1). При этом через 4 мес. после смены способа эксплуатации скважины (с ЭЦН на газлифтный) разработка ведется с тем же уровнем добычи, но с забойными давлениями, значительно превышающими интерпретируемое пластовое давление по результатам КВД. С целью уточнения геологического строения пласта был выполнен анализ специальных геологических исследований с использованием микроимджеров FMI. Результаты проведенного анализа свидетельствуют о наличии в районе исследуемой скважины резкой послойной неоднородности с наличием низкопроницаемой матрицы и маломощных интервалов высокой трещиноватости. Следовательно, высокий стартовый дебит обеспечивается истощением системы трещин, а последующее подключение низкопродуктивной матрицы не позволяет поддерживать начальные темпы отбора. При этом в первую очередь снижается давление в системе трещин, тогда как падение давления в матрице происходит позднее. Для имитации условий трещиноватого коллектора в модель закладывается многопластовая система

с высокопроницаемыми пропластками. Данный подход позволяет добиться нормализации значений пластового давления при интерпретации ГДИС (рис. 2). Таким образом, низкое пластовое давление по результатам интерпретации КВД является следствием наличия зон трещиноватости в пласте, которые не позволяют корректно оценить давление в матрице.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Анализ данных фактической эксплуатации скважин на ВУ ОНГКМ свидетельствует о том, что установившийся подход максимизации добычи нефти путем снижения забойного давления до минимальных значений, обусловленных технологическими особенностями механизированного способа эксплуатации, не является универсальным. На рассматриваемом месторождении в результате оптимизации добычи путем снижения забойного давления наблюдается непродолжительный прирост дебита нефти, а затем резкое снижение ниже уровней, предшествующих оптимизации. Кроме того, значительное снижение забойного давления, например более чем на 6 МПа, может приводить к остановке скважин (рис. 3).

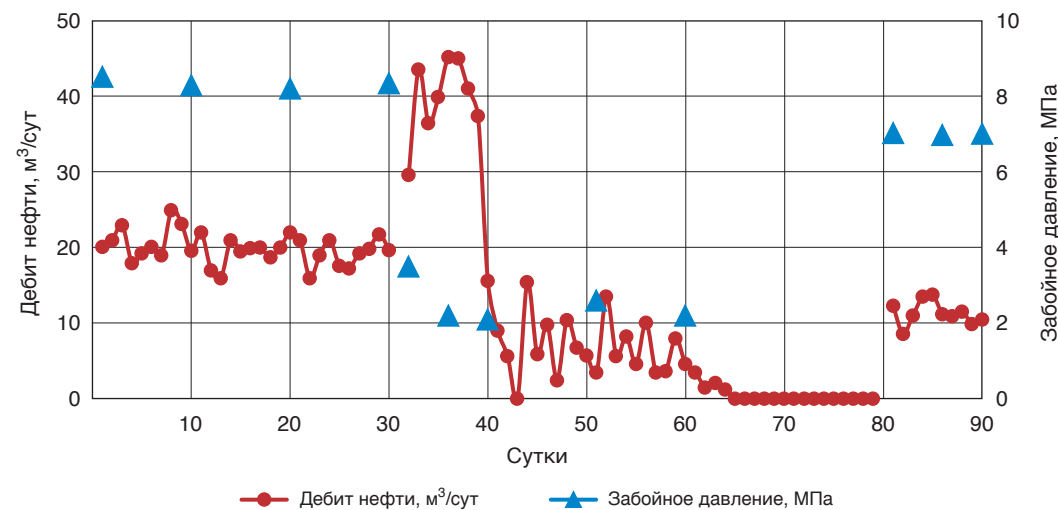


Рис. 3. Динамика дебита от забойного давления

При этом после увеличения забойного давления восстановление уровня дебита нефти не происходит. В то же время на более высоких забойных давлениях скважина успешно эксплуатируется и показывает прирост по добыче нефти после щадящего снижения забойного давления. Таким образом, возникает необходимость подбора забойного давления, при котором достигаются максимальные добычные характеристики скважины. На ВУ ОНГКМ начальное пластовое давление близко к давлению насыщения, поэтому при добыче первой тонны нефти происходит неизбежная разгазация пласта. Чем больше снижается давление, тем больше выделяется газа в пласте и призабойной зоне, что, в свою очередь, приводит к падению фазовой проницаемости по нефти и последующему снижению коэффициента продуктивности скважины [7]. Данное явление может служить одной из главных причин падения дебита нефти.

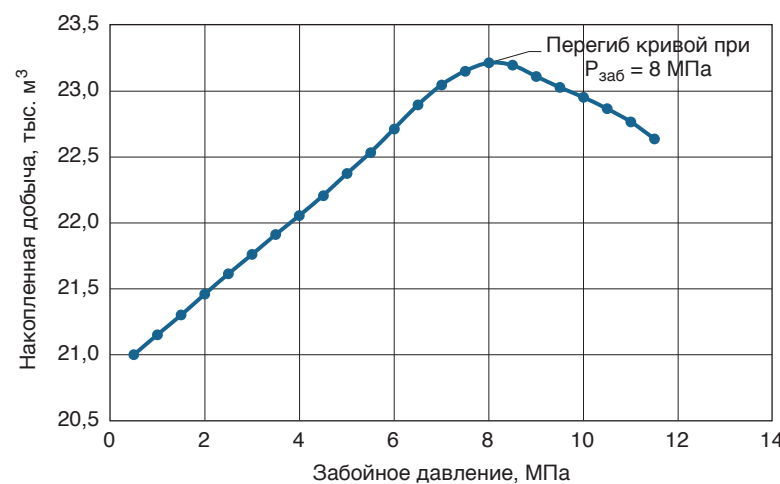


Рис. 4. Зависимость накопленной добычи от забойного давления при вогнутой ОФП по нефти

Для решения данной задачи проведены многовариантные расчеты на секторной модели ВУ ОНГКМ, основанные на методике, которая представлена в статье [8]. Моделируемый сектор характеризуется низкой степенью обводненности и наличием газовой шапки. В результате анализа керновых исследований были выявлены основные неопределенности, влияющие на значение оптимального забойного давления: абсолютная проницаемость, относительная фазовая проницаемость, анизотропия пласта, параметры трещиноватости двойной среды, рассчитанные выше. Полученные диапазоны переменных использованы при многовариантных расчетах в гидродинамическом симуляторе TNavigator. Стандартная сетка, используемая в ГДМ ВУ ОНГКМ, не позволяет в полной мере учесть разгазирование нефти в пласте, поэтому с целью учета выделившегося газа проведено локальное измельчение сетки в зоне дренирования. Результаты экспериментов на секторной модели показывают, что форма кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) нефть–газ влияет на наличие экстремума на графике накопленной добычи. При вогнутой форме ОФП по нефти на графике накопленной добычи обнаружится экстремум, и давление, соответствующее ему, будет являться оптимальным забойным давлением (рис. 4). Если же форма ОФП по нефти имеет выпуклую форму, то максимум кривой накопленной добычи отсутствует. В таком случае при выборе оптимального забойного давления необходимо руководствоваться экономической эффективностью добычи и технологическими особенностями эксплуатации. В то же время необходимо провести комплексную оценку технико-экономических параметров разработки месторождения. Расчет показателя NPV свидетельствует о том, что пиковая точка на графике накопленной

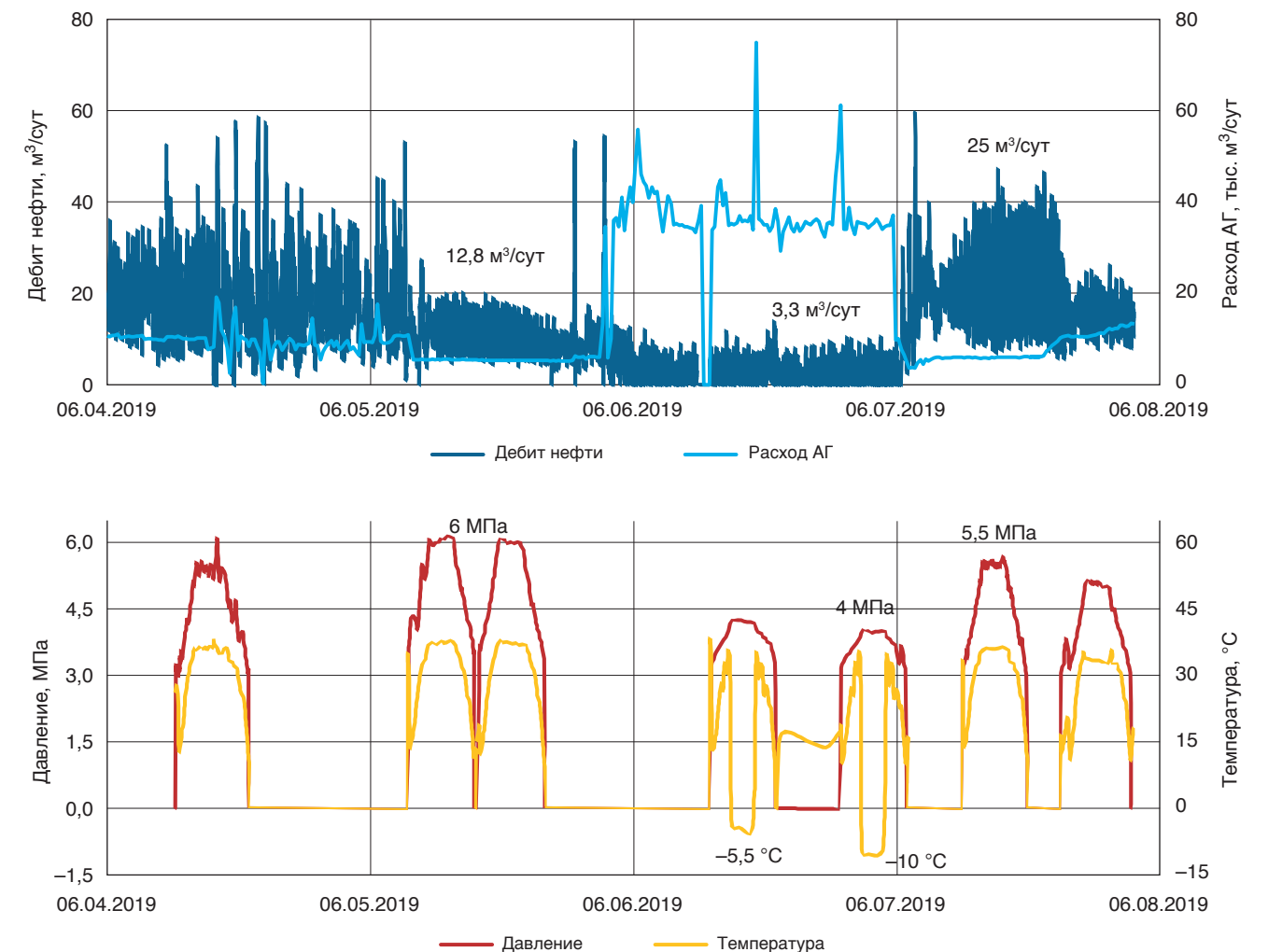


Рис. 5. Данные высокочастотных и глубинных замеров

добычи не соответствует оптимальному забойному давлению с точки зрения экономики. Это происходит в результате того, что попутно добываемый газ монетизируется, а по расчетам на ГДМ, при снижении забойного давления выделяется значительное количество ПНГ. Однако при этом не учитываются инфраструктурные ограничения. Поэтому для получения более точных результатов в дальнейшем будут проведены расчеты на интегрированной модели месторождения (Пласт–Скважина–Инфраструктура–Экономика). Падение дебита при снижении забойного давления может быть вызвано не только геологическими, но и технологическими причинами. В результате анализа промысловых экспериментов, проводившихся с использованием высокочастотных замеров дебита нефти, жидкости и газа, обнаружено, что при увеличении расхода активного газа замеры глубинных датчиков зафиксировали падение температуры на глубине расположения нижнего газлифтного клапана до отрицательных значений (рис. 5). В то же время средний дебит нефти упал на 12 м³/сут, а забойное давление, по данным

спускаемого манометра, уменьшилось до 4 МПа. При этом после снижения расхода активного газа забойное давление увеличилось, а средний дебит показывал рост до 24 м³/сут. Причиной данного явления может быть образование гидратной пробки под нижним газлифтным клапаном. За счет увеличения более чем в 6 раз расхода активного газа увеличивается перепад давления на клапане. В результате дроссельного эффекта при увеличившемся перепаде давления температура в районе клапана падает до минус 10 °С. Данное снижение температуры может приводить к образованию гидратной пробки на глубине установки клапана, которая, в свою очередь, приводит к увеличению давления на забое скважины. Таким образом, снижение давления с 6 до 4 МПа произошло на глубине выше расположения гидратной пробки, тогда как истинное забойное давление увеличилось и за счет этого произошло падение дебита нефти с 12,8 до 3,3 м³/сут. В ходе анализа фактической добычи при низком забойном давлении также отмечено увеличение частоты выпадения АСПО отложений на стенках НКТ. Проблема образования АСПО

на скважинах ВУ ОНГКМ известна, и для его предотвращения проводится скребкование ствола скважины вплоть до глубины 1000 м. Однако недостаточная частота проведения данных работ влечет за собой сужение эффективного диаметра НКТ и последующее падение добычи нефти. Для минимизации влияния выпадения АСПО при низком забойном давлении рекомендуется увеличение частоты проведения скребкования.

Выводы

- 1. Предложена методика количественной оценки параметров карбонатных коллекторов на основе математической модели

- фильтрации флюида через трещинно-поровый коллектор (модель Уоррена–Рута). Обеспечена ее применимость для условий переменных дебитов и давлений с использованием конволюционной теории.
- 2. Низкое пластовое давление, определенное по результатам интерпретации КВД, является следствием наличия зон трещиноватости в низкопроницаемом пласте.
 - 3. Представлены подходы по определению оптимальных параметров разработки на примере забойного давления для трещиноватых продуктивных пластов ВУ ОНГКМ.

Список литературы

1. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // SPE Journal. – 1963. – DOI: 10.2118/426-PA
2. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms // Communications of the ACM. – 1970. – Vol. 13(1) – P. 47–49.
3. Da Prat G., Cinco-Ley H., Ramey H.J., Jr. Decline curve analysis using type curves for two-porosity systems // SPE Journal. – 1981. – DOI: 10.2118/9292-PA
4. Syrtlanov V., Kovaleva E., Aleev A. Natural fractured reservoirs characteristics estimation based on production data using simplified correlation. Examples from Russia // SPE Conference. – 2017. – DOI: 10.2118/187777-RU
5. Baygun B., Kuchuk F.J., Arikani O. Deconvolution under normalized autocorrelation constraints // SPE Journal. – 1997. – DOI: 10.2118/28405-PA
6. von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem // SPE Journal. – 2004. – DOI: 10.2118/77688-PA
7. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005. – 607 с.
8. Икитсанов В.А., Бобб И.Ф., Халимов Р.Х., Ганиев Б.Г. Повышение эффективности управления разработкой путем оптимизации забойных давлений по скважинам месторождения // SPE Journal. – 2017. – DOI: 10.2118/187789-RU

References

1. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1963, vol. 3, iss. 03, pp. 245–255. doi: 10.2118/426-PA
2. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms. *Communications of the ACM*. 1970, vol. 13, no. 1, pp. 47–49.
3. Giovanni Da Prat, Heber Cinco-Ley, Henry J. Ramey Jr. Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two-Porosity Systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1981, vol. 21, iss. 03, pp. 354–362. doi: 10.2118/9292-PA
4. Syrtlanov V., Kovaleva E., Aleev, A. Natural Fractured Reservoirs Characteristics Estimation Based on Production Data using Simplified Correlation. Examples from Russia. *Rossiiskaia neftegazovaia tekhnicheskaja konferentsiia SPE, 16-18 oktiabria, Moskva, Rossiia* [SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October, Moscow, Russia]. 2017. (In Russ.) doi: 10.2118/187777-RU
5. Baygun B., Kuchuk F.J., Arikani O. Deconvolution under normalized autocorrelation constraints. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 1997, vol. 13, iss. 04, pp. 603–613. doi: 10.2118/28405-PA
6. von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem. *SPE Journal*. 2004, vol. 9, iss. 04, pp. 375–390. doi: 10.2118/77688-PA
7. Lysenko V., Graifer V. *Ratsional'naia razrabotka nef'tianykh mestorozhdenii* [Efficient development of oil fields]. Moscow, OOO Nedra-Biznescentr Publ., 2005. 607 p.
8. Iktissanov V., Bobb I., Khalimov R., Ganiev B. Improvement of reservoir management effectiveness through optimization of bottomhole pressures of wells. *Rossiiskaia neftegazovaia tekhnicheskaja konferentsiia SPE, 16-18 oktiabria, Moskva, Rossiia* [SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October, Moscow, Russia]. 2017. (In Russ.) doi: 10.2118/187789-RU

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД,
ОСОБЕННОСТИ И СЛОЖНОСТИ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ
В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО
НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ
И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРИМЕРЕ
ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ

Ш.А. Нигаматов¹, Л.Р. Исмагилова¹, С.А. Андронов¹, А.А. Марков¹,
А.Н. Бощенко², В.А. Лапаев², А.В. Бельш²

¹ Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
² ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Электронный адрес: Nigmatov.ShA@gazpromneft-ntc.ru; Ismagilova.LR@gazpromneft-ntc.ru;
Markov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Вовлечение запасов нефтяной оторочки предполагает ряд сложностей с соблюдением баланса отборов газа и нефти из залежи, выбором оптимальной конструкции и проводки стволов, обоснованием режимов работы скважин и т.д. Помимо этого залежи углеводородов могут быть осложнены вторичными преобразованиями отложений, наличием различных нарушений, аномальными термобарическими условиями. В работе представлены результаты применения концептуального подхода при проектировании разработки нефтяной оторочки ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ с наличием вышеперечисленных осложнений. Данный опыт может быть применен при оценке большинства месторождений Восточной Сибири.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, концепция разработки, вторичные образования, аномально низкое пластовое давление, аномально низкая пластовая температура

CONCEPTUAL APPROACH, PECULIARITY AND COMPLEXITY OF THE OIL RIM DEVELOPMENT
UNDER CONDITION OF ABNORMAL LOW RESERVOIR PRESSURE AND TEMPERATURE:
THE CASE OF CHAYANDINSKOYE OILFIELD, EASTERN SIBERIA

Sh. Nigmatov¹, L. Ismagilova¹, S. Andronov¹, A. Markov¹,
A. Boshchenko², V. Lapaev², A. Belysh²

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, ² LLC Gazpromneft-Zapoliarie

The oil rim reserves development suggests complexity in maintaining the balance of gas and oil withdrawals from the reservoir, choosing the optimal well design and geosteering, justifying well operation conditions, etc. In addition, gas and oil reservoir can be complicated by diagenetic alterations of deposits, blocked structure, abnormal thermobaric conditions. The paper presents the results of conceptual approach to the Botubinskiy horizon's oil rim development design at the Chayandinskoye oil and gas condensate field with the presence of the above complications. This experience can be applied to assess the majority of fields in Eastern Siberia.

Keywords: oil rims, development concept, diagenetic alterations, abnormally low reservoir pressure, abnormally low reservoir temperature

DOI: 10.7868/S2587739920030040

В условиях роста внимания к проблеме разработки трудноизвлекаемых запасов освоение подгазовых залежей является одним из главных фокусов в стратегии развития нефтяных компаний. Проектирование вовлечения запасов нефтяных оторочек требует детального изучения всех влияющих факторов, анализа и составления программы снижения возможных рисков. Основными осложняющими факторами разработки таких залежей являются наличие газовой шапки и подстилающей воды. В первом случае возможный прорыв газа увеличивает риск снижения

продуктивности нефтяных скважин, и активная разработка газовой шапки приводит к снижению начальных геологических запасов нефти. Во втором случае при наличии подстилающей воды возникает риск преждевременного обводнения продукции скважин. Кроме этих факторов, на Чаяндинском НГКМ отмечаются вторичные преобразования отложений, блоковое строение залежей, неблагоприятные термобарические условия в продуктивном горизонте. Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в юго-западной части

Республики Саха (Якутия). Месторождение многопластовое, продуктивными являются терригенные отложения венда, горизонты: ботубинский, хамакинский, талахский. Тип залежей – пластовые, тектонически и литологически экранированные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Основные запасы нефти сосредоточены в ботубинском горизонте.

ДЛЯ ДОСТОВЕРНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТА НЕОБХОДИМЫ ОТБОР КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ПО ИЗОЛИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ, ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕЭКСТРАГИРОВАННОМ ОБРАЗЦЕ, ПРОВЕДЕНИЕ РАСШИРЕННОГО КОМПЛЕКСА ГИС ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПРИВЯЗКИ С КЕРНОВЫМИ ДАННЫМИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗАСОЛОНЕНИЯ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ.

Ботубинский горизонт сложен в основном песчаником мелко-среднезернистым, мономиктовым кварцевым, с гидрослюдистым-глинистым цементом. Преобладание песчаников, средняя сортировка обломочного материала, кварцевый состав свидетельствуют о длительной переработке материала до его седиментации. Формирование отложений ботубинского горизонта происходило в условиях крупной баровой системы, благодаря чему отложения в первичном виде обладали весьма высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Тем не менее в последствии отложения подверглись вторичным преобразованиям, в ходе чего в составе отложений горизонта отмечается присутствие галитового, сульфатного и карбонатного цемента. Наибольшее влияние на коллекторские свойства пород оказывает галитизация, так как при определенном содержании галита отложения имеют низкие значения открытой пористости. По данным анализа керна и ГИС выявлено, что засоленные прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 2 м, при этом количество таких прослоев толщиной 2 м в некоторых скважинах может достигать 5–6. Следовательно, соли не только снижают емкостные свойства песчаников, но и являются причиной их высокой расчлененности. Источником галита для вендских отложений являлись рассолы, поступавшие из вышележащего сульфатно-галогенно-карбонатного комплекса кембрия. Рассолы просачивались в нижележащие отложения по ослабленным зонам, далее из этих рассолов в пустотном пространстве пород кристаллизовался и выпадал в осадок галит. Причиной наличия таких ослабленных зон могут быть тектонические процессы. В ходе палеотектонического анализа установлены зоны, испытывавшие в период

вендско-кембрийского времени сначала воздымание, а затем погружение. По данным скважин в этих зонах отмечается максимальное засоление отложений. Таким образом, можно предположить, что зоны, подвергшиеся влиянию тектонической активности, могли на определенном этапе обладать повышенной трещиноватостью или разуплотнением. Палеотектонические реконструкции позволяют определить зональность засоления в пределах нефтяной оторочки. Оценка протяженности засоленных прослоев в межскважинном пространстве на текущий момент провести невозможно. Ввиду незначительных толщин засоленные прослои не прослеживаются по данным сейсмики. Однако можно предположить их ориентацию. Согласно исследованиям, наибольшему засолению подвержены первоначально лучшие коллекторы с минимальной глинистостью и максимальными значениями пористости/проницаемости, т.е. миграция рассолов по латерали происходила вдоль ориентации баровых тел. Ориентация баровых тел имеет северо-восточное простирание, исходя из чего можно предположить, что засоленные прослои ориентированы в северо-восточном направлении [1]. Как отмечено выше, наличие галитового цемента уменьшает поровое пространство и фильтрационно-емкостные свойства. Ранее в проектных документах по подсчету запасов песчаники с галитовым цементом рассматривались как коллекторы. По прогнозу, в пределах нефтяной оторочки засоленные породы могут составлять порядка 9% объема всех пород. Недочет данного фактора приводит к завышению геологических запасов нефти. Для понимания реальных коллекторских свойств засоленных песчаников и влияния засоления на разработку необходимо провести детальные исследования на керне. Исследования по определению на историческом керне не дадут объективной информации, так как в процессе отбора и в последующих лабораторных исследованиях могло быть нарушено первоначальное засоленное состояние отложений. В связи с этим в рамках доизучения целевого объекта запланирован отбор керна по изолированной технологии и проведение расширенных лабораторных исследований. Для снижения рисков рассолонения отбираемой породы бурение проводится на растворе с углеводородной основой. Исследования свойств будут проведены как на экстрагированном, так и на неэкстрагированном керне, что позволит оценить течение флюида в пластовых условиях и смоделировать процессы рассолонения в пласте. Кроме того, подобран комплекс ГИС для определения засоленных интервалов пород и сопоставления ГИС с результатами исследований керна.

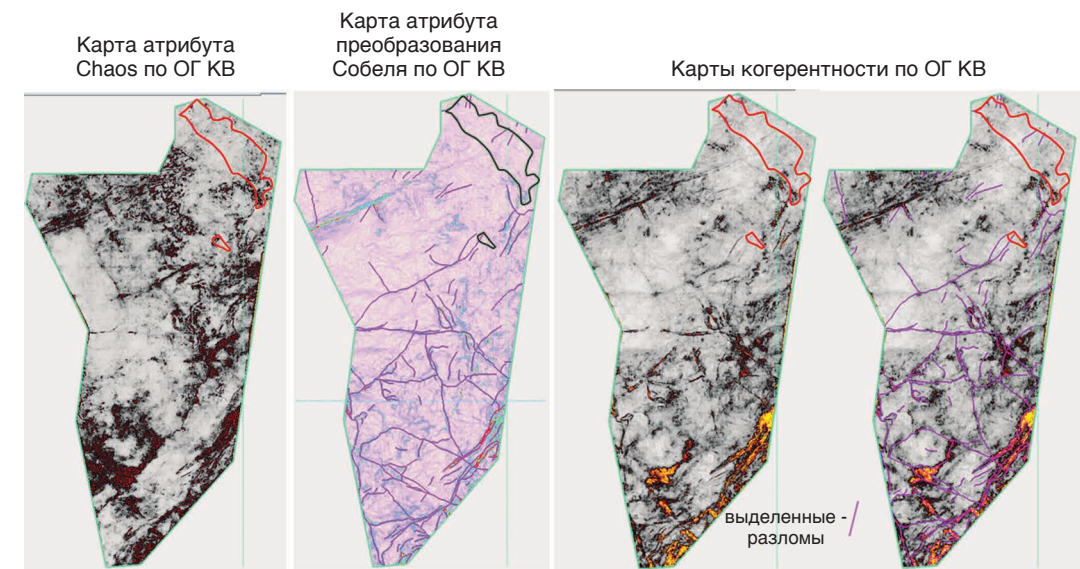


Рис. 1. Выделение разрывных нарушений

В пределах Чаяндинского НГКМ выделяется множество разрывных нарушений. Разломы в южной части лицензионного участка более амплитудные, хорошо видны на сейсмических разрезах, образуют большое количество блоков. В северной части в районе нефтяной оторочки находятся в основном малоамплитудные разломы, которые не проявляются в волновом поле на сейсмических данных, однако видны по сейсмическим атрибутам (рис. 1). В процессе разработки нефтяной оторочки планируется проведение гидродинамических исследований для выявления экранирующих эффектов данных разломов. Продуктивные горизонты месторождения характеризуются аномально низкими пластовым давлением и температурой. Аномальное пластовое давление существует в изолированных системах, генезис процесса сложно предсказать. Предполагается, что основной причиной является температурный фактор, так как коэффициент теплового расширения флюидов в изолированной системе значительно выше, чем у минеральных компонентов в горных породах. Коэффициент аномальности пластового давления ботубинского горизонта составляет 0,87, что требует принятия нестандартных решений при бурении эксплуатационных скважин. Для снижения рисков значительного загрязнения призабойной зоны пласта и исключения газонефтепроявлений в процессе бурения необходим подбор оптимальной рецептуры бурового раствора. Температура ботубинского пласта составляет 9–11 °С, что приносит существенные риски выпадения асфальтенов, парафинов при эксплуатации скважин. В процессе разработки залежи и прорывов газа из газовой шапки возможен эффект дросселирования и охлаждения газа,

что может привести к существенному снижению температуры призабойной зоны (эффект Джоуля–Томсона), создавая риск выпадения парафинов, увеличения фильтрационного сопротивления и даже закупоривания ПЗП. Эффект Джоуля–Томсона – это изменение температуры газа при адиабатическом дросселировании – медленном протекании газа под действием постоянного перепада давлений сквозь пористую перегородку [7]. При рабочей депрессии на пласт 2 МПа в базовом режиме работы скважин максимально возможное снижение пластовой температуры газа от начальной оценивается примерно в 6 °С. В таком случае температура газа в призабойной зоне пласта может снизиться до 3 °С (рис. 2). При этом температура кристаллизации парафинов в нефти ботубинского горизонта в поверхностных условиях составляет 5 °С. В связи с этим планируются дополнительные лабораторные исследования нефти на выпадение АСПО, в рамках опытно-промышленных работ – длительная отработка скважин на различных режимах, а также проработана программа обработки ПЗП. В целях оценки рисков реализации отрицательного исхода проведен стресс-тест: в гидродинамическом симуляторе скважины останавливались после прорыва газа из газовой шапки и оценена накопленная добыча нефти. И в этом случае проект остается положительным по экономической оценке. Кроме того, стоит отметить, что термобарические условия ботубинского объекта близки к условиям гидратообразования. Экспериментально доказано, что высокая минерализация пластовой воды (более 350 г/дм³) является достаточной гарантией отсутствия гидратообразования даже в аномально низких

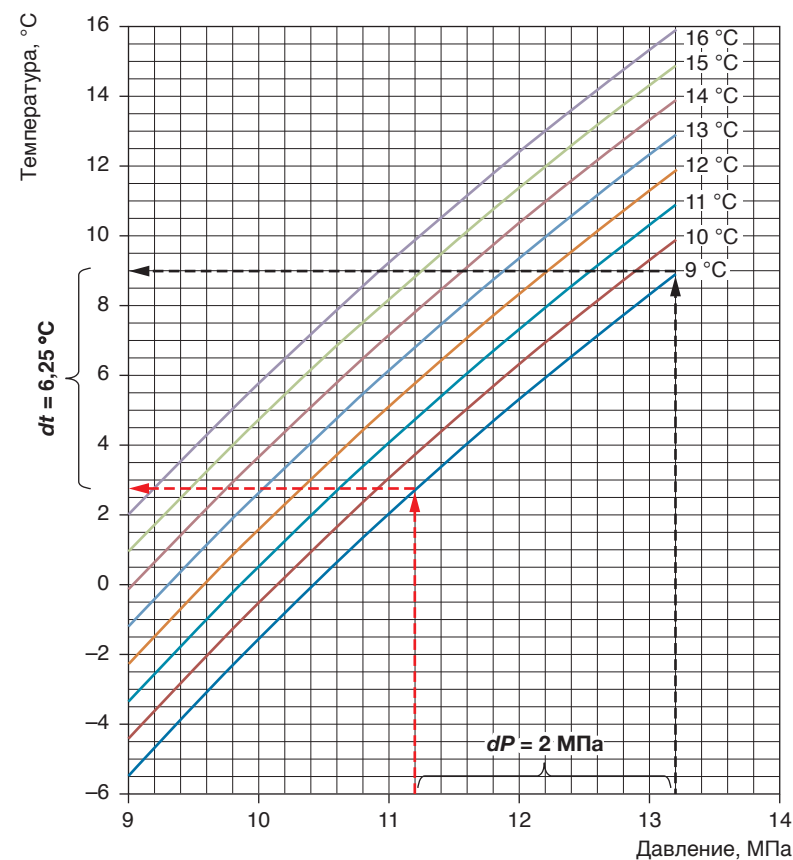


Рис. 2. Снижение температуры при дросселировании газа в ПЗП

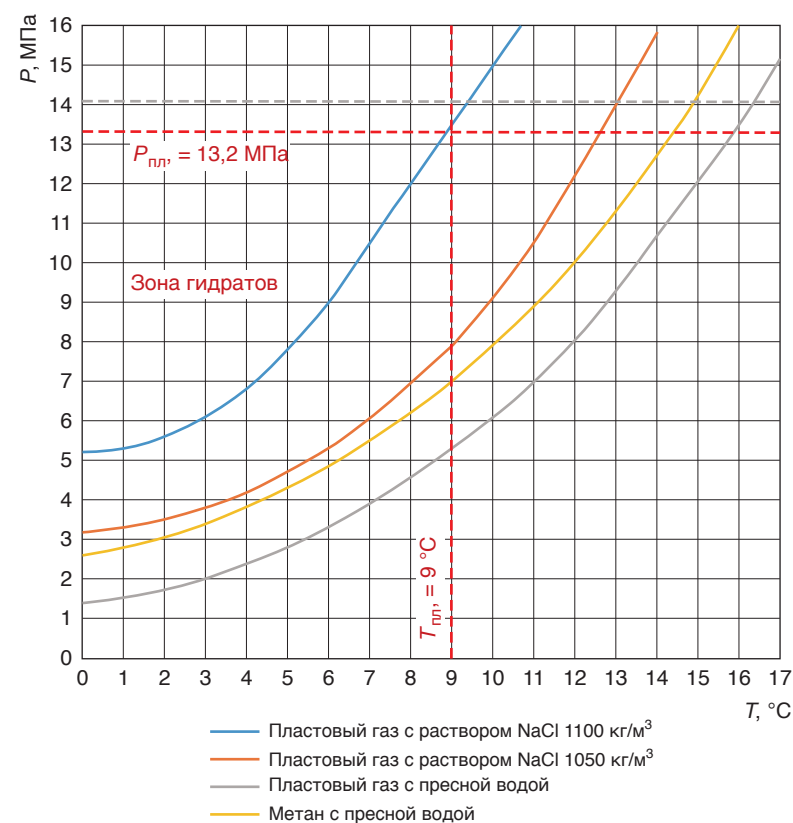


Рис. 3. Условия гидратообразования при контакте с пластовой нефтью и газом

термобарических условиях, а именно при пластовом давлении $P_{пл} = 13,2$ МПа и горном давлении $P_{гор} = 35$ МПа, пластовой температуре $t_{пл} 9-11$ °С. С целью установления предельного уровня минерализации закачиваемой в пласт воды, гарантирующего отсутствие гидратообразования при воздействии газа сепарации и воды, проведены исследования возможности гидратообразования в тонких трубках при совместной фильтрации газа и пластовой воды различной минерализации [8]. В качестве газа использовались метан и газ сепарации, а в качестве пластовой воды – растворы хлорида натрия NaCl и хлорида кальция $CaCl_2$ в дистиллированной воде. Экспериментально установлены значения критического уровня минерализации пластовой воды $M_{кр}$, при которых отсутствует гидратообразование при фильтрации метана и газа сепарации соответственно. Обнаружено, что применительно к метану гидратообразование наступает при уровне минерализации воды ниже 150 г/дм³, а применительно к газу сепарации – ниже 200 г/дм³ (табл. 1).

Также необходимо знать, при каких термобарических условиях наблюдается начало образования гидратов. Такие условия определены для аналога Чаяндинского месторождения (рис. 3). Таким образом, при текущих термобарических условиях достаточно снижения минерализации воды или ожирения пластового газа, чтобы оказаться в зоне образования гидратов. В этой позиции оценивались возможность организации водогазового воздействия, смешивающегося вытеснения нефти и закачки воды для организации системы ППД. Закачка газа в режиме ВГВ неэффективна, так как сразу образуются гидраты (серая линия на графике), при смешивающемся вытеснении требуется ожирение газа, что увеличивает риск гидратообразования, а закачка воды целесообразна только при минерализации воды выше 200 г/дм³.

Основными задачами при формировании концептуальной модели являются подбор оптимальной системы разработки, определение режимов работ скважин и наилучшей проводки горизонтальных стволов. Для выбора оптимальной системы разработки использован инновационный модуль «ЭРА: Оптима. Новый фонд» Научно-технического центра «Газпром нефти». Программа позволяет провести многовариантные расчеты на 3D гидродинамической модели с варьированием основных параметров системы разработки: тип заканчивания, плотность и угол поворота сетки скважин, расстояние горизонтальных стволов до флюидальных контактов, с автоматической расстановкой фонда, вычислениями на нескольких машинах локальной сети и сбором результатов при помощи ГРИД-Кластера [9]. Рассчитано более

Таблица 1. Результаты исследования образования газовых гидратов в тонкой трубке при различных уровнях минерализации пластовой воды

Уровень минерализации модельной пластовой воды, г/дм ³	Наличие гидратов	
	газ сепарации	метан
397,0 (пластовая вода)	Нет	Нет
300	Нет	Нет
200	Есть	Нет
100	Есть	Есть
50	Есть	Есть
0 (дистиллированная вода)	Есть	Есть

500 вариантов горизонтальных и многозабойных скважин, а также Fishbone. Так как пластовая подстилающая вода характеризуется высокой минерализацией и менее подвижна, чем газ газовой шапки, целесообразно проводить горизонтальный ствол ближе к ВНК, что

подтверждается результатами на гидродинамической модели и работой скважин на месторождении-аналоге. На данном этапе наибольшую экономическую эффективность показывает система разработки горизонтальными скважинами (рис. 4).

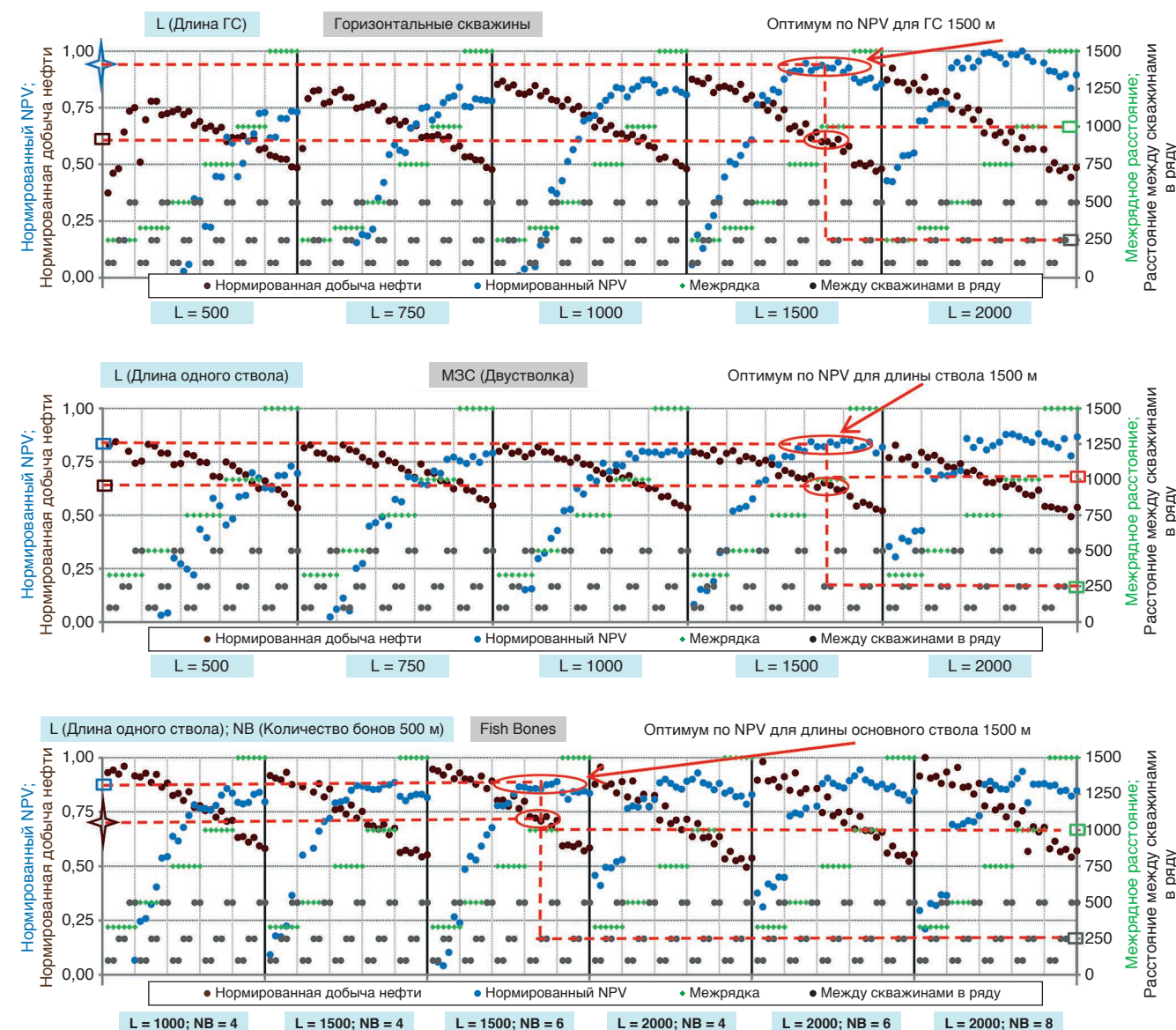


Рис. 4. Выбор оптимальной системы разработки

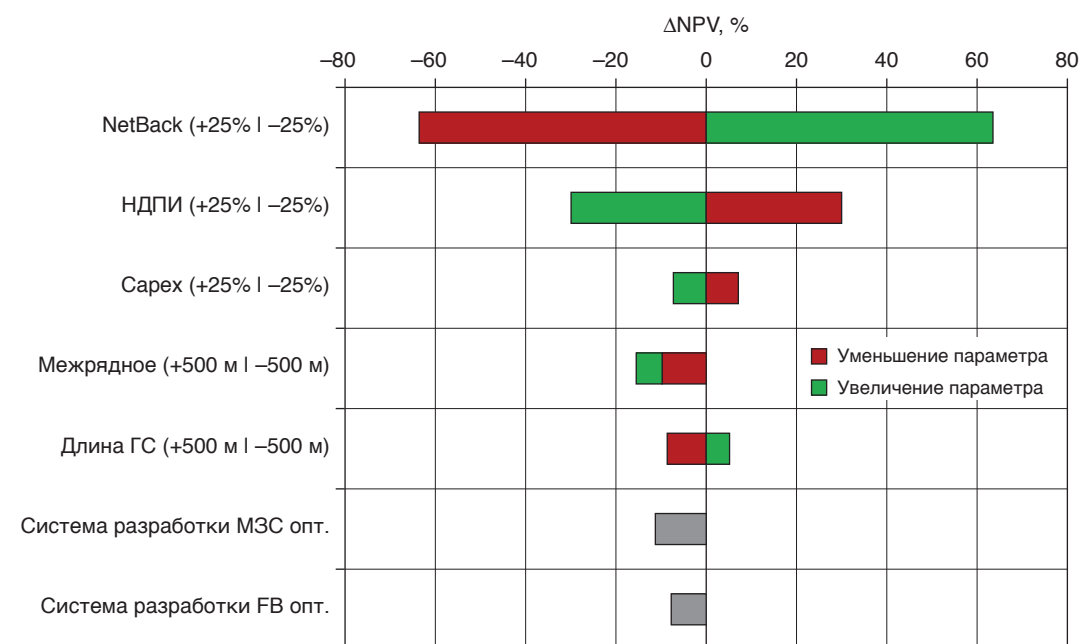
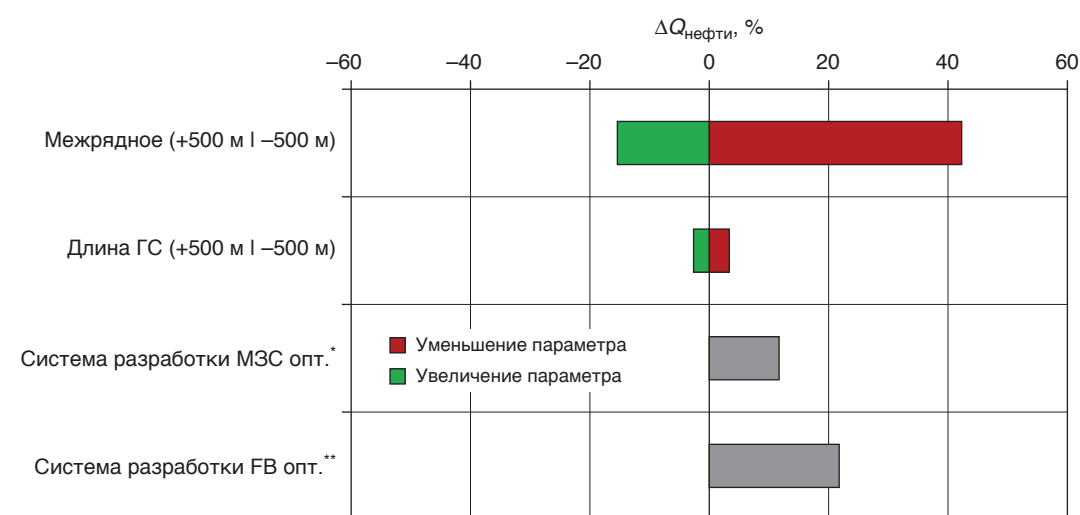


Рис. 5. Анализ чувствительности по NPV



* – длина ГС 1500 м, межрядное 1000 м, между скважинами в ряду 250 м

** – длина ГС 1500 м, межрядное 1000 м, количество бонов 6, между скважинами в ряду 250 м

Рис. 6. Анализ чувствительности по накопленной добыче

С учетом возможных технологических рисков бурения горизонтальных скважин 2000 м в данном регионе рекомендуемая система разработки ГС – 1500 м, межрядное расстояние – 1000 м, расстояние между скважинами в ряду – 250 м. В рамках ОПР планируется бурение более длинных ГС и скважин со сложной конструкцией – МЗС и Fishbone. Также проводился анализ чувствительности принятого оптимального решения к влиянию изменений экономических показателей. Наибольшее влияние на оптимальные параметры системы разработки оказывают цена на нефть и НДПИ. При улучшении экономических условий есть возможность уплотнения сетки скважин с увеличением накопленной добычи нефти.

Для сравнения (рис. 5, 6) представлены оптимальные варианты МЗС и Fishbone. В текущих экономических условиях эти варианты хуже базового при большей накопленной добыче. Принятый вариант системы разработки показывает наибольшую эффективность и одновременно оставляет возможность уплотнения сетки зарезной боковых стволов или применения Fishbone в случае снижения стоимости строительства скважин данной конструкции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ основных геологических неопределенностей для последующего выполнения программы опытно-промышленных работ

и снижения рисков при полномасштабном освоении запасов нефти ботубобинского горизонта Чаяндынского месторождения. Наличие вторичных преобразований в продуктивном горизонте усложняет процесс наиболее точной оценки геологических запасов нефти. Для достоверного определения геолого-физических характеристик объекта необходимы отбор кернового материала по изолированной технологии, лабораторные исследования на неэкстрагированном образце, проведение расширенного комплекса ГИС для дальнейшей привязки с керновыми данными и прогнозирования засоления в межскважинном пространстве. Существование низких термобарических условий в продуктивном горизонте накладывает дополнительные риски при освоении запасов углеводородов. Во-первых, при аномально низком пластовом давлении возникает необходимость бурения скважин на легких растворах для снижения риска ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, что повышает требования к контролю давления для исключения газонефтепроявлений в процессе строительства. Во-вторых, при аномально низкой температуре объекта и возможном даль-

нейшем снижении значения согласно эффекту Джоуля–Томсона возникает вероятность выпадения АСПО в призабойной зоне скважин, кроме того, организация системы ППД, водогазового воздействия и смешивающегося вытеснения нефти привносит риски гидратообразования. Таким образом, кроме основных неопределенностей, таких как структура коллектора, положение флюидальных контактов, фильтрационно-емкостные свойства объекта, физико-химические свойства продукта, проработаны риски наличия солейотложений, осложнений вследствие низких термобарических условий. Для снижения рисков по неопределенностям и осложняющим факторам запланирована программа опытно-промышленных полевых работ, лабораторных исследований. Проведены многовариантные расчеты в фильтрационной модели и определена оптимальная система разработки. Сформированная концепция разработки Чаяндынского месторождения может быть применена на аналогичных месторождениях Восточной Сибири со схожими геолого-физическими характеристиками.

Список литературы

1. Нигаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Бощенко А.Н. Прогноз зон засоления песчаников ботубобинского горизонта на примере Чаяндынского месторождения (Восточная Сибирь) // *PRONEFT*. – 2019. – № 3(13). – С. 35–40.
2. Бурова И.А. Палеогеографические реконструкции венд-нижнекембрийских карбонатных отложений западного склона северной части Непско-Ботубобинской антеклизы // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – Электрон. науч. журнал. – 2014. – № 4 [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf
3. Крючков В.Е., Медведев А.Г., Извеков И.Б. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндынского месторождения // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.* – 2012. – № 1(9). – С. 194–201.
4. Кальвин И.А., Моисеев В.А., Буторов В.В. Условия кристаллизации соли в поровом пространстве коллекторов Непского свода // *Геология нефти и газа*. – 1990. – № 6.
5. Рыжов А.Е., Перунова Т.А., Орлов Д.М. Структура порового пространства пород-коллекторов ботубобинского горизонта Чаяндынского месторождения // *Вести газовой науки*. – 2011. – № 1(6). – С. 162–174.
6. Воробьев В.С., Клинов Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнеконского месторождения (Восточная Сибирь) // *Газовая промышленность*. – 2017. – № 4. – С. 36–42.
7. Зубарев Д.Н. Физическая энциклопедия // Советская энциклопедия. – 1988. – С. 605–704.
8. Троицкий В.М., Соколов А.Ф., Истомин В.А., Рассохин С.Г., Ваньков В.П., Мизин А.В., Алеманов А.Е. Физическое моделирование процессов гидратообразования в режиме фильтрации природного газа в поровой среде Чаяндынского нефтегазоконденсатного месторождения // *Вести газовой науки*. – 2015. – № 4(24). – С. 99–109.
9. Яубатыров Р.Р., Бабин В.М., Акмадиева Л.И. Грид-кластер в офисе: высокопроизводительные вычисления для управления пластом // *SPE-191519-MS*, 2018.

References

1. Nigamatov Sh.A., Ismagilova L.R., Boshchenko A.N. The prediction of salted zones of botuobinskiy formation sandstone on the example of Chayandinskoye field (East Siberia). *PRONEFT*. 2019, vol. 13, no. 3, pp. 35–40. (In Russ.)
2. Burova I.A. The paleogeographical reconstruction of vendian-lower cambrian carbonate rocks at the west slope of the north part of Nepsko-Botuobinskaya antecline. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Oil and gas geology. Theory and practice]. 2014, no 4. (In Russ.) Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf
3. Kruchkov V.E., Medvedev A.G., Izvekov I.B. Litho-facies and geodynamic condition of vendian deposits genesis of Chayandinskoe field. *Vesti gazovoi nauki*. 2012, vol. 9, no. 1, pp. 194–201. (In Russ.)
4. Calvin I.A., Moiseev V.A., Butorov V.V. Salt crystallization condition at the pore space of Nepskiy dome reservoirs. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. 1990, no 6. (In Russ.)
5. Ryzhov A.E., Perunova T.A., Orlov D.M. The structure of pore space at botuobinskiy formation reservoir of Chayandinskoe field. *Vesti gazovoi nauki*. 2011, vol. 6, no. 1, pp. 162–174. (In Russ.)
6. Vorobyev V.S., Klinovaya Ya.C. The factor of terrigenous reservoir salinization of Verkhnechonskoe field. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry]. 2017, no. 4, pp. 36–42. (In Russ.)
7. Zubarev D.N. *Fizicheskaya entsiklopediya* [Physical encyclopedia]. Moscow, Sovetskaya entsiklopediya Publ., 1988, pp. 605–704.
8. Troitsky V.M., Sokolov A.F., Istomin V.A., Rassokhin S.G., Van'kov V.P., Mizin A.V., Alemanov A.E. Physical modeling of hydrate formation processes in the regime of natural gas filtration in the pore medium of the Chayandinskoe oil and gas condensate field. *Vesti gazovoi nauki*. 2015, vol. 24, no. 4, pp. 99–109. (In Russ.)
9. Yaubatyrov R., Babin V., Akmaieva L. Grid Cluster in the Office: High-Performance Computing for Reservoir Management. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 24–26 September, Dallas, Texas, USA, 2018.

ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРБЛОКОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

УДК
66.041.454

© А.В. Трифонов,
М.С. Володькин,
Д.Н. Полтавский,
2020

А.В. Трифонов¹, М.С. Володькин¹, Д.Н. Полтавский²

¹ ООО «Газпромнефть Заполярье», Тюмень,

² «Научно-Технический Центр Газпром нефти» («Газпромнефть НТЦ»), Тюмень

Электронный адрес: Trifonov.AVL@tmn.gazprom-neft.ru

Работы, связанные с сооружением объектов инфраструктуры в полевых условиях, требуют привлечения значительного количества высококвалифицированных специалистов, качественного выполнения этих работ, а также периодической корректировки разработанной проектной документации в процессе строительства. Перед любой нефтегазовой компанией стоит задача сокращения сроков строительства инфраструктуры. Чем быстрее месторождение будет обустроено и готово к началу добычи, тем скорее окупятся капитальные вложения в проект и повысится его экономическая эффективность.

В статье рассматривается способ организации строительства площадочных объектов с помощью блочно-комплектных устройств (БКУ), а именно один из его методов – суперблоки. Суть метода заключается в изготовлении в заводских условиях модулей, укрупненных монтажных узлов, устройств НИПиА и последующей укрупненной сборки их в крупнотоннажный блок (суперблок). Масса суперблока может достигать 1000 т. Использование суперблоков при освоении нефтяных и газовых месторождений гарантирует высокую производительность, экономию времени и качество возводимых объектов.

Ключевые слова: суперблок, комплектно-блочный метод, блочно-комплектное устройство, нефтепромысловые объекты, блок-пonton, транспортировка суперблоков

APPLICATION OF SUPERBLOCKS FOR INCREASING EFFICIENCY OF PROJECT IMPLEMENTATION

A.V. Trifonov¹, M.S. Volodkin¹, D.N. Poltavskiy²

¹ ООО «Gazpromneft – Zapolyarye» (LLC), Tyumen, ² ООО «Gazpromneft NTC» (LLC), Tyumen

The works associated with the construction of infrastructure facilities in the field require significant involvement of highly qualified specialists, high-quality implementation of these works and it requires adjustment of the developed project documentation directly in the construction process.

PJSC «Gazprom neft» is faced with the task of increasing the efficiency of capital projects, in particular, reducing the time for their implementation. The faster the field is equipped and ready to start production, the sooner the capital investment in the project will pay off.

The article discusses the method of organizing the construction (arrangement) using block-complete devices, namely one of its methods – superblocks. The essence of the method is the manufacture in the factory of modules, enlarged mounting assemblies, instrumentation and automation devices and their subsequent enlarged assembly into a large-capacity unit (superblock). The mass of the superblock can reach up to 1000 tons. The use of superblocks in the development of oil and gas fields guarantees high productivity, time saving and the quality of the facilities being built.

Keywords: superblock, pre-assembled method, modular packaged unit, oil-field facility, block pontoon, transportation of super blocks

DOI: 10.7868/S2587739920030052

ВВЕДЕНИЕ

Направление сооружения объектов в блочно-комплектном исполнении отвечает специфическим условиям Западной Сибири и является определяющим в развитии индустриализации строительства. На сегодняшний день это достаточно распространенный способ организации строительства. Компании, занимающиеся производством (БКУ), активно осваивают востребованную продукцию и выдвигают ее на рынок.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРБЛОКОВ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ПРАКТИКЕ

Метод обустройства месторождений с помощью крупноблочных устройств (суперблоками) широко распространен в зарубежной практике при освоении нефтяных и газовых месторождений Севера Канады, Аляски, а также морского шельфа.

Если говорить о первом отечественном опыте, то начало производства БКУ было положено

в 1970-х гг. Первая БКНС была отправлена в июле 1967 г. в Нефтеюганск и в конце 1967 г. уже введена в эксплуатацию. На строительство БКНС было затрачено всего 6 мес., сравнивая с нормами по СНиП, срок строительства удалось сократить в три раза. Еще одним ярким примером применения суперблоков служит обустройство Ямбургского НГКМ в 90-х гг. Было применено 239 блок-понтонной средней массой 233 т. УНКПГ вводились за 7–9 мес. при нормативных сроках СНиП 1.04.03-85 38 мес. [1]. Для сравнения в США на Аляске в это же время производили суперблоки массой до 1300 т [2]. Если говорить о недавнем отечественном опыте, можно привести пример обустройства Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения. При реализации проекта «Ямал СПГ» за период с 2014 по 2017 г. было внедрено 142 модуля.

Анализируя зарубежный опыт обустройства месторождений с помощью суперблоков, нельзя не отметить иные условия: выгодные условия для строительства морских причалов, географическую расположенность месторождений, богатейшие запасы гравия, который необходим для строительства дорог, мощные финансовые и технологические средства. В качестве примера можно привести участие Компании KBR (Kellogg Brown & Root) в проекте «Gorgon LNG» (Австралия) по производству СПГ. На строительную площадку было доставлено 349 модулей средней массой около 900 т. На рис. 2 изображены модули для проекта Gorgon LNG. Анализ отечественной и зарубежной практики строительства объектов инфраструктуры показал, что повышение уровня индустриализации может быть достигнуто путем применения суперблоков заводского изготовления. Для высокоэффективного применения комплектно-блочного метода строительства с помощью суперблоков в обустройстве нефтегазовых месторождений имеются все предпосылки. Прежде всего, это богатый опыт, накоп-



Рис. 1. Ямбургское НГКМ, июль 1986 г. До пуска УНКПГ-2 осталось 47 дней

ленный в проектно-конструкторских работах, строительстве, транспортировке и эксплуатации нескольких сотен суперблоков. Разработана техническая документация, в стране существуют современные, хорошо оснащенные и мощные предприятия.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ СУПЕРБЛОКОВ. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПЕРЕД ТРАДИЦИОННЫМ СПОСОБОМ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

В традиционном способе обустройства месторождений можно выделить следующие проблемы и вызовы:

- Длительный срок строительства объектов.
- Высокая сметная стоимость строительства.
- Необходимость привлечения значительных трудовых ресурсов.
- Длительное время нахождения рабочих в экстремальных климатических условиях.



Рис. 2. Транспортировка модулей для проекта Gorgon LNG

- д. Большие объемы инженерной подготовки.
- е. Длительные монтажные работы на площадке.
- ж. Необходимость наличия больших площадей для временного размещения оборудования и материалов.
- з. Отсутствие мобильности. Возможности перемещения объекта на другие фазы проекта.

СУХОПУТНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА – ОТНОСИТЕЛЬНО ЛЕГКО РЕШАЕМЫЙ ВОПРОС В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ, ТАК КАК ЕЕ МОЖНО ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ПО ЗИМНИМ АВТОДОРОГАМ.

Каждый из указанных вызовов в той или иной мере влияет на экономику проекта. К ключевым вызовам, влияющим на конечную стоимость проекта, можно отнести длительный срок строительства, высокую сметную стоимость строительства и отсутствие мобильности. Решить эти проблемы можно благодаря применению крупноблочного метода обустройства, т.е. с помощью суперблоков.

Применение данного способа дает ряд преимуществ:

- сокращение сроков реализации инвестиционных проектов;
- существенное сокращение сроков строительства объектов на 30–90%;
- возможность запараллеливания работ на площадке и изготовления на заводе;
- сокращение общего количества рабочих непосредственно на строительной площадке в условиях Крайнего Севера;
- сокращение сметной стоимости строительства;
- сокращение площади застройки;
- повышение качества продукции, отсутствие дефектов работ;
- минимизация подрядных, субподрядных организаций [3].

Недостатками применения суперблоков можно считать следующие вызовы:

1. Технологическая сложность доставки суперблоков (географическое расположение для возведения площадочных объектов; короткий период отсутствия ледового покрова в северных широтах; прибрежное мелководье, усложняющее процесс транспортировки суперблока с воды на сушу).
2. Необходимость возобновления производства на заводах-изготовителях.

Как уже говорилось, эффективность применения данного метода во многом зависит от организации способа доставки блоков.

Конструктивно-технические решения должны обеспечивать транспортную монтажную технологичность суперблоков. Габаритные размеры,

масса, осадка и прочие свойства конструкции должны отвечать заданным условиям транспортировки по воде и суше существующими транспортными средствами. Резюмируя вышесказанное, заметим, что конструкция суперблоков должна обеспечить:

- плавучесть;
- возможность бескрановой погрузки и выгрузки;
- возможность транспортировать волоком в период действия зимних проездов.

Для решения этих задач основание суперблока должно представлять собой блок-понтон, особенностью которого является плавучесть при транспортировке [4].

Понтон служит транспортным средством, а также обеспечивает бескрановую погрузку или выгрузку из воды. На понтонном основании осуществляется доставка блок-понтон по воде к месту строительства, а также по суше по снежно-ледовым дорогам с помощью специальных тяжеловозов. При эксплуатации объекта понтон становится частью фундамента (так называемым ростверком), опираясь на свайное основание [4]. Понтон может опираться непосредственно на грунт, а также при необходимости служить продуваемым техническим подпольем. На рис. 3 представлен блок-понтон.

Сухопутная транспортировка – относительно легко решаемый вопрос в зимнее время, так как ее можно осуществлять по зимним автодорогам.



Рис. 3. Блок-понтон

В блок-понтонном исполнении были построены мощные котельные, насосные станции, газопромысловые установки в Среднем Приобье и Томской области, на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) и других объектах. Особенно впечатляет Ямбургское месторождение, где таким методом были построены все сложные и крупные объекты установок комплексной подготовки газа. На месторождении более 30 лет эксплуатируются 230 блок-понтонной средней массой 233 т, максимальной – 433 т.

Многолетняя успешная практика обустройства месторождений Крайнего Севера Западной Сибири раскрывает все достоинства данного метода и подтверждает его преимущества [4].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на широкий круг решаемых задач и перспективы применения суперблоков при освоении нефтяных и газовых месторождений Севера России с огромной ресурсной базой и развитой водной транспортной логистикой, производство и применение крупных блоков практически прекратилось. Необходимо возродить выпуск суперблоков с целью повышения эффективности реализации крупных проектов на Севере России. Способ обустройства месторождений с помощью крупно-

объемных блоков обеспечит повышение уровня индустриализации строительства. Дальнейшее повышение эффективности индустриальных методов строительства объектов инфраструктуры является актуальной задачей и может быть обеспечено за счет новых, наиболее прогрессивных конструктивно-технических и организационных решений наземных объектов. Следует отметить также, что возможность перевозки крупных блоков большой массы морским транспортом, например по Северному морскому пути (СМП), позволит осваивать нефтяные и газовые месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока, что позволит компании эффективнее осваивать эти регионы.

Список литературы

1. Соколов С.М., Стрекопытов С.К., Тукаев Ш.Г. Проблемы строительства нефтегазовых объектов крупными блоками // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3 – С. 94–95.
2. Карпов В.П. Север и Арктика в «генеральной перспективе» СССР: проблемы комплексного освоения // Уральский исторический вестник. 2016. – № 1 (50). – С. 91–99.
3. Аронов В.А. Блочная-комплектная технология и организация строительства объектов нефтегазового комплекса Западной Сибири: концепция и производственный опыт // Журнал нефтегазового строительства. – 2014. – № 3. – С. 61–70.
4. Бусыгина А.Н., Коркишко А.Н. Комплексно-блочный метод организации строительства нефтепромысловых объектов // Вестник МГСУ. – 2017. – Т. 12. Вып. 4 (103). – С. 430–432.
5. Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года». Постановление Правительства РФ от 21 апреля 2014 года № 366.

References

1. Sokolov S.M., Strekopytov S.K., Tukaev Sh.G. The problems of large blocks construction of oil and gas facilities. *Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry Journal]*. 2008, no. 3, pp. 94–95. (In Russ.)
2. Karpov V.P. The North and the Arctic in the «General Perspective» of the USSR: problems of integrated development. *Ural'skii istoricheskii vestnik [Ural Historical Journal]*. 2016, vol. 50, no. 1, pp. 91–99. (In Russ.)
3. Aronov V.A. Block-complete technology and organization of construction of oil and gas facilities in Western Siberia: concept and production experience. *Zhurnal neftegazovogo stroitel'stva [Journal of Oil and Gas Construction]*. 2014, no. 3, pp. 61–70. (In Russ.)
4. Busygina A.N., Korkishko A.N. . Complete-block method for organizing the construction of oilfield facilities. *Vestnik MGSU [Monthly Journal on Construction and Architecture]*. 2017, vol. 12, iss. 4 (103), pp. 430–432. (In Russ.)
5. Ob utverzhdenii gosudarstvennoi programmy Rossiiskoi federatsii «Sotsial'no-ekonomicheskoe razvitie Arkticheskoi zony Rossiiskoi federatsii na period do 2020 goda». *Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 21 aprelya 2014 goda no. 366* [Resolution of the Government of the Russian Federation of April 21, 2014 No. 366: On the approval of the state program of the Russian Federation «Socioeconomic development of the Arctic zone of the Russian Federation for the period up to 2020»]. (In Russ.)

ГРУППИРОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК НА ПРИМЕРЕ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Г. Шатровский, к. т. н., А.С. Чинаров, к. т. н., М.Р. Салихов
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Shatrovskiy.AG@gazpromneft-ntc.ru

Предложен подход к повышению качества проектирования разработки многопластового месторождения, что позволяет приблизить проект к реальным условиям освоения актива, снизить его капиталоемкость. Ключевой задачей является поиск оптимальной схемы кустования скважин на основе системы разработки целевых эксплуатационных объектов, при которой обеспечивается формирование элементов разработки на зависимых объектах эксплуатации за счет транзитного фонда проектных скважин. При этом учитываются назначение и режим работы скважин. Такая схема размещения кустов скважин должна обеспечить минимальные капитальные затраты и технологические риски при реализации проекта за счет многофакторной оптимизации. С этой целью учитываются длина проходки и сложность траектории скважин, инфраструктура, природные и экологические ограничения на территории месторождения, технические ограничения при строительстве скважин. Подобная задача для многопластовых месторождений не решается существующими программными комплексами. Рассмотрен способ группирования проектных целей бурения как этапа кустования на основе модифицированного метода кластеризации «k-средних». Алгоритм кластеризации адаптирован для минимизации суммарной проходки наклонных и горизонтальных скважин с учетом сложности их траекторий.

Ключевые слова: раскустовка, проектирование кустов скважин, группирование скважин, схема кустования, проектирование скважин, многопластовое месторождение, многофакторная оптимизация

THE GROUPING OF PLANNED WELLS FOR WELL PADS LOCATION BY MULTI-LAYER FIELD

A.G. Shatrovskiy, A.S. Chinarov, M.R. Salikhov
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

An approach to improving the project quality of a multi-layer field development, which allows to bring the project to the real conditions of the field development, to reduce its capital intensity is proposed. The key task is to find the optimal pads distribution pattern based on the development system of target operational facilities, which ensures the formation of development elements at dependent production facilities at the expense of transit wells. This takes into account the purpose and mode of wells operation. Such problem for multi-layer field is not solved by existing software systems. A method of grouping the project drilling targets, as a stage of well pads distribution, based on modified clustering method k-means is considered. The clustering algorithm is adapted to minimize the total penetration of inclined and horizontal wells, taking into account the complexity of their trajectories.

Keywords: padding, well pads design, clustering of wells, padding scheme, well design, multilayer field, multifactor optimization

DOI: 10.7868/S2587739920030064

В технологической схеме разработки месторождения одним из критериев поиска оптимальной системы разработки является экономика проекта. При этом в ходе реализации проектных решений на строительство скважин может приходиться до 80% и более общего объема капитальных вложений. Очевидно, что в таком случае при проектировании следует уделять внимание поиску оптимальной схемы разбуривания месторождения [1]:

- размещение кустовых площадок с учетом наземной инфраструктуры месторождения (трубопроводов, дорог, элементов обустройства), топографии поверхности, рельефа местности, свободных участков (слотов) на существующих кустовых площадках, экологических ограничений;
- прокладывание траектории проектных скважин с учетом пробуренного фонда, геологического разреза месторождения, технических ограничений.

Для получения максимального экономического эффекта кустование проектных скважин месторождения должно выполняться на ранней стадии его эксплуатации и далее уточняться с получением более полного представления о его геологическом строении. В настоящее время эта задача остается за недропользователем, так как регламентирующей документацией не установлены требования к выполнению кустования скважин ни на одной из стадий проектирования разработки месторождения, обустройства или строительства скважин. На практике часто отсутствует этап проектирования кустов скважин в масштабе месторождения. Проектирование осуществляется локально – от куста к кусту, с группированием проектных скважин по максимальному смещению от устья в зависимости от грузоподъемности буровой установки. Внутри куста проектирование траекторий выполняется по группе «уверенных» геологических целей бурения или даже по одной скважине. Подобный подход приводит к прокладыванию все более сложных траекторий от скважины к скважине, увеличению проходки бурением. В целом по месторождению отсутствует элемент оптимизации размещения кустовых площадок или применяется локальная оптимизация, ограниченная только суммарной проходкой внутри куста и, как правило, с учетом имеющихся буровых установок. Такое узкомасштабное планирование негативно влияет на экономику проекта. Применительно к многопластовым месторождениям еще одним следствием описанного подхода является отсутствие перспектив освоения транзитных объектов эксплуатации, разбуривание которых самостоятельной сеткой скважин нерентабельно. Рентабельность таких объектов (пластов) можно увеличить приобщением их к целевым (основным) эксплуатационным объектам с помощью транзитного фонда пробуренных или проектных скважин, сформировав систему разработки из добывающих и нагнетательных скважин. Таким образом, проектирование кустов скважин должно учитывать множество факторов, при этом важно обеспечить поиск оптимальных решений, реализация которых позволит в итоге снизить капитальные вложения. Для оптимизации группирования проектных скважин как одной из задач кустования могут применяться различные критерии: например, суммарное смещение забоев от вертикали, суммарная проходка по всему проектному фонду скважин, сложность траекторий (суммарные углы азимутальных или пространственных искривлений), суммарная стоимость скважин. Требуется минимизировать соответствующий критерий или группу критериев. При таком

подходе должна учитываться возможность использования буровых установок различной грузоподъемности для создания малых или больших групп скважин. От этого будут зависеть число кустовых площадок и концепция наземного обустройства месторождения. Данная задача полностью не решается ни одним программным обеспечением, по крайней мере в автоматическом режиме, и кустование или только группирование проектных скважин для условий многопластовых месторождений предполагает ручное проектирование, зависящее от квалификации проектировщика, т.е. является творческой задачей. Постановка ее заключается в поиске оптимальной схемы кустования скважин на основе системы разработки целевых эксплуатационных объектов, при которой обеспечивается формирование элементов разработки на зависимых объектах эксплуатации за счет транзитного фонда проектных скважин. При этом учитываются назначение и режим работы скважин.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ГРУППИРОВАНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН КАК ОДНОЙ ИЗ ЗАДАЧ КУСТОВАНИЯ МОГУТ ПРИМЕНЯТЬСЯ РАЗЛИЧНЫЕ КРИТЕРИИ: НАПРИМЕР, СУММАРНОЕ СМЕЩЕНИЕ ЗАБОЕВ ОТ ВЕРТИКАЛИ, СУММАРНАЯ ПРОХОДКА ПО ВСЕМУ ПРОЕКТНОМУ ФОНДУ СКВАЖИН, СЛОЖНОСТЬ ТРАЕКТОРИЙ, СУММАРНАЯ СТОИМОСТЬ СКВАЖИН.

Процесс группирования скважин можно рассматривать как задачу кластеризации точек – целей бурения, размещенных в пространстве эксплуатационных объектов. В такой постановке группирование целей бурения становится задачей поиска областей с плотно упакованными точками и объединения их в кусты. Кустовые площадки выступают в качестве центров созданных кластеров. Существуют различные алгоритмы кластеризации точек в пространстве. Одним из них является метод k-средних, также называемый методом быстрого кластерного анализа. Алгоритм стремится минимизировать суммарное квадратичное отклонение точек кластеров от центров кластеров. В рассматриваемом случае используется евклидово расстояние, точнее длина траектории скважины. Алгоритм предполагает наличие гипотезы о наиболее вероятном числе кластеров и их начальном положении. Так как число кустовых площадок первоначально неизвестно, то расчет выполняется для разного числа кустов, и далее сравниваются полученные результаты. Каждый расчет оптимизирует распределение проектных скважин по кустовым площадкам. Имея набор расчетов, можно определить оптимальное значение необходимых

критериев: экономических показателей, грузо-подъемности буровых установок, числа рискованных для бурения скважин и др. Результат кластеризации может зависеть от выбора начального положения кустовых площадок, поэтому существуют улучшенные алгоритмы k-средних, предлагающие лучшие начальные значения центроидов будущих кластеров. Использование метода k-средних не позволяет напрямую решить задачу группирования проектных скважин. Он может быть применен для наклонно-направленных скважин, а для горизонтальных скважин возникает ряд ограничений [2]. Тем не менее существует возможность адаптации алгоритма k-средних к группированию как наклонно направленных, так и горизонтальных скважин. Для этого, во-первых, следует приблизить траекторию скважин к реальной, где будут учтены минимальная глубина вертикального участка, длина горизонтального участка и координаты положения его в пласте. Во-вторых, необходимо учитывать суммарное изменение азимута по стволу при выходе на продуктивный горизонт. Для этого удобно использовать данные расчета взвешенной проходки скважины, когда любое азимутальное изменение по стволу, а также изменение зенитного угла более 90° заменяется эквивалентной длиной траектории. Такой подход позволяет уменьшить извилистость траекторий в процессе поиска оптимального размещения кустовых площадок, снизить сложность реализации проекта. Для определения эквивалентной длины траектории скважины можно, например, исходить из постоянства индекса сложности бурения DDI (Drilling Difficulty Index) [3]:

$$DDI = \log \left[TD \cdot \left(\frac{AHD}{VD} \right) \cdot TORT \right],$$

где TD – глубина по стволу скважины, AHD – отход забоя скважины от вертикали, VD – вертикальная глубина скважины, TORT – суммарная кривизна траектории. Тогда взвешенная длина траектории будет меняться на величину $(\Delta\varphi + \Delta\alpha_1)/(\Delta\varphi + \Delta\alpha) \cdot TD$, где $\Delta\varphi$ – изменение азимутального угла траектории, $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла, $\Delta\alpha_1$ – превышение $\Delta\alpha$ значения 90°. Таким образом, критерий «взвешенная проходка» является комплексным и позволяет проводить оптимизацию одновременно по суммарной длине и изменению углов траекторий скважин. Задача группирования проектных скважин авторами решалась на примере многопластового месторождения, включающего 52 продуктивных пласта (16 объектов разработки) северного купола и 53 пласта (18 объектов разработки) южного купола. Этаж нефтегазоносности

представлен пластами покурской, тангаловской, сортымской, васюганской и тюменской свит, находящихся на глубине от 1158 до 3239 м. Наиболее перспективные для освоения эксплуатационные объекты разбуриваются самостоятельной сеткой скважин и являются целевыми. На северном и южном куполах выделено по девять таких объектов. На остальные объекты нерентабельно бурить самостоятельные скважины, их можно разрабатывать транзитным фондом. На начало проектирования разработки месторождения пробуренный фонд составлял 247 добывающих, 68 нагнетательных, 20 газовых и 13 водозаборных скважин. В ходе проектирования к бурению было запланировано 207 добывающих, 97 нагнетательных скважин и 485 боковых стволов. При проектировании было определено четыре комплекса на южном и три комплекса на северном куполах, внутри которых эксплуатационные объекты объединены единым фондом скважин для осуществления возврата скважин с целевых объектов на транзитные. Таким образом, основной задачей являлось обоснование возможности приобщения транзитных объектов эксплуатации для разработки их сеткой скважин, спроектированной для целевых пластов. В результате расчетов определена схема размещения кустов проектных скважин, обеспечивающая достижение всех проектных целей бурения. С помощью современного программного обеспечения по проектированию была построена интегрированная модель месторождения, сочетающая структурные геологические поверхности, разломную модель, фактический фонд скважин, инфраструктуру и топографию месторождения. Проектирование включало следующие этапы: 1. Группирование проектных скважин адаптированным алгоритмом метода k-средних при различном заданном числе кустовых площадок. 2. Сравнение расчетных вариантов и выбор схемы кустования. 3. Оптимизация траекторий скважин и положения кустовых площадок с учетом заданных критериев для выбранной схемы кустования. На рис. 1 представлены схемы группирования проектных скважин южного купола многопластового месторождения, отвечающие минимуму капитальных вложений. Для сравнения критериев оптимизации группирование кустов наклонно направленных и горизонтальных скважин осуществлялось при оптимизации по суммарной длине траекторий (рис. 1, а) и суммарной взвешенной проходке (рис. 1, б). В данном примере бурение спроектировано на шесть целевых пластов, пересекающихся в плане, и соответственно скважины размещены на разных уровнях, а их траектории

при дальнейшем проектировании разведены между собой. Из рис. 1, а видно, что кластеры пытаются занять области плотно упакованных точек. При этом траектории большинства скважин корректируются по азимуту до 90° и более. Такие трассы скважин сложны для реализации, предъявляют повышенные требования к применяемому оборудованию, прочности бурового инструмента и обсадных колонн, качеству промывочной жидкости, ее смазывающим характеристикам, способности удерживать стенки скважин. Кроме того, повышаются риски возникновения аварий, требования к опыту и квалификации сервисных подрядчиков. Во втором случае (рис. 1, б) кластеры строятся на основе минимальной извилистости траекторий. Аналогичные схемы группирования проектных скважин были построены для разного числа кустов. В результате их сравнения получены зависимости суммарных капитальных вложений от числа кустов скважин (рис. 2). Капитальные вложения включают стоимость строительства скважин, отсыпки и обустройства кустов. При минимальном числе кустов проходка скважин максимальна, стоимость проекта возрастает. При максимальном числе кустов увеличиваются затраты на отсыпку кустов и инфраструктуру месторождения. При оптимизации по суммарной длине траекторий минимум капитальных вложений достигается при формировании 11 кустов скважин (рис. 2, а), по взвешенной проходке – 10 или 18 кустов (рис. 2, б). В первом случае буровой установкой БУ 4000/250 можно пробурить все проектные скважины при формировании более 6 кустов, во втором – при формировании более 11 кустов, поэтому более приемлемым является вариант с 18 кустами (рис. 2, б). Исключение извилистых траекторий способствует формированию траекторий большей протяженности. Траектория реализуется проще,

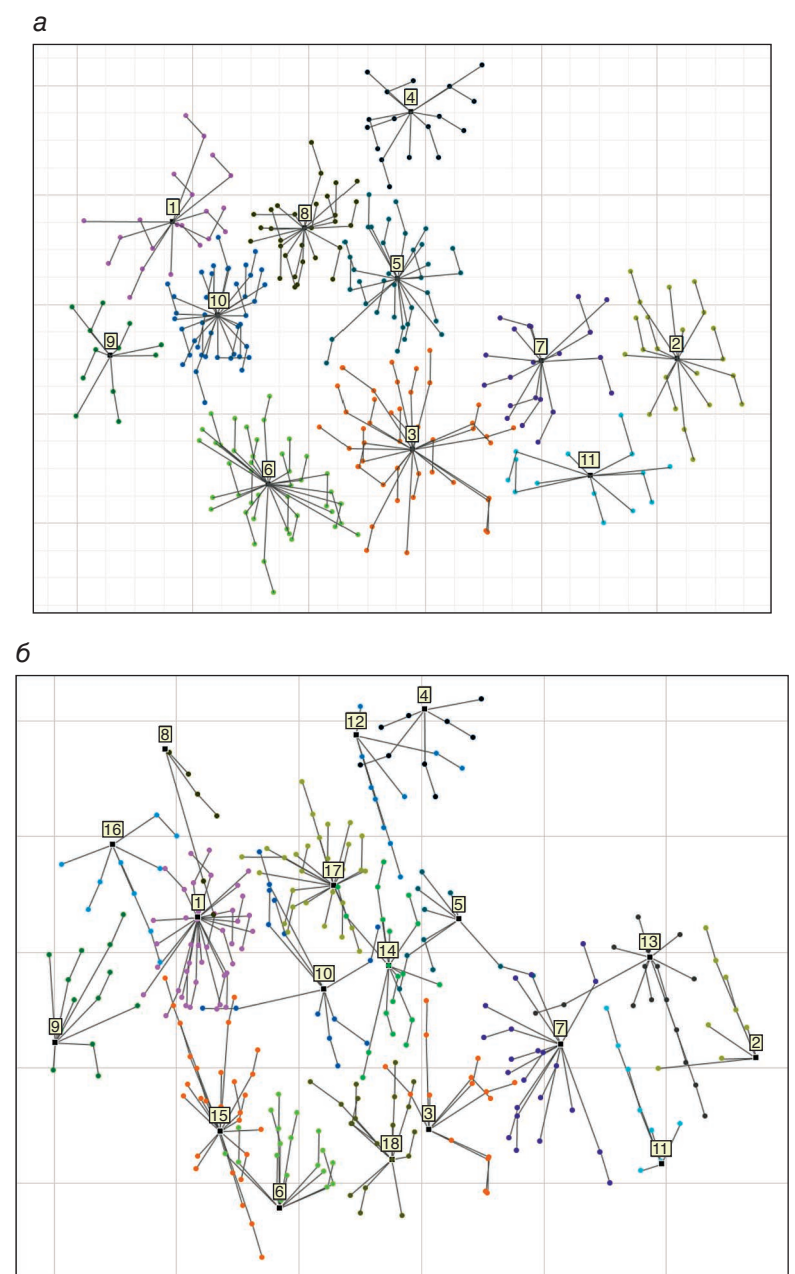


Рис. 1. Схема кустования при оптимизации по суммарной длине траекторий скважин – а и суммарной взвешенной проходке скважин – б

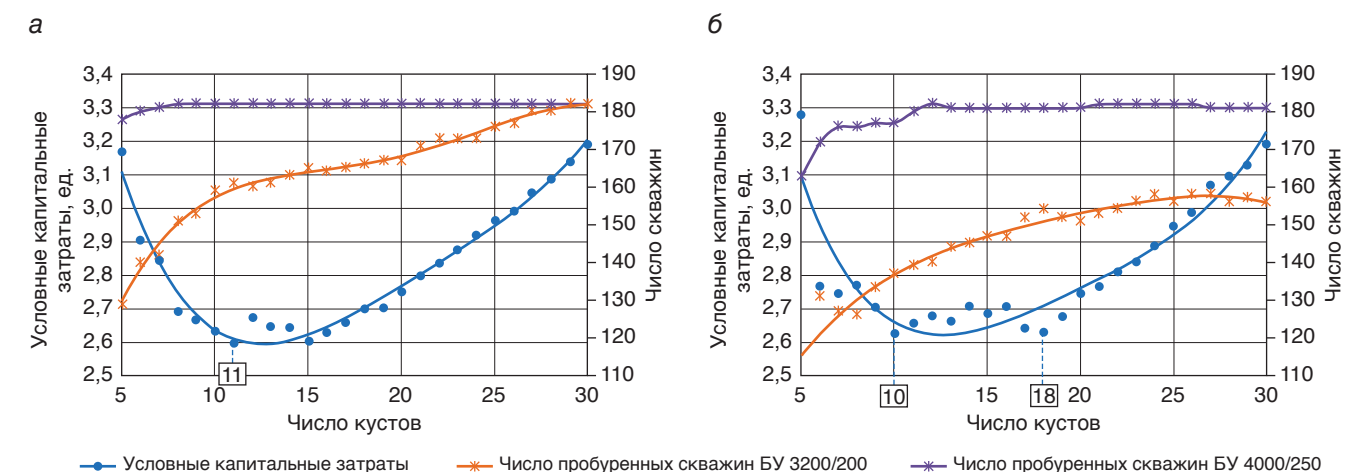


Рис. 2. Зависимость суммарных капитальных вложений (условные значения) от числа кустов при оптимизации: по суммарной длине траекторий – а и суммарной взвешенной проходке – б

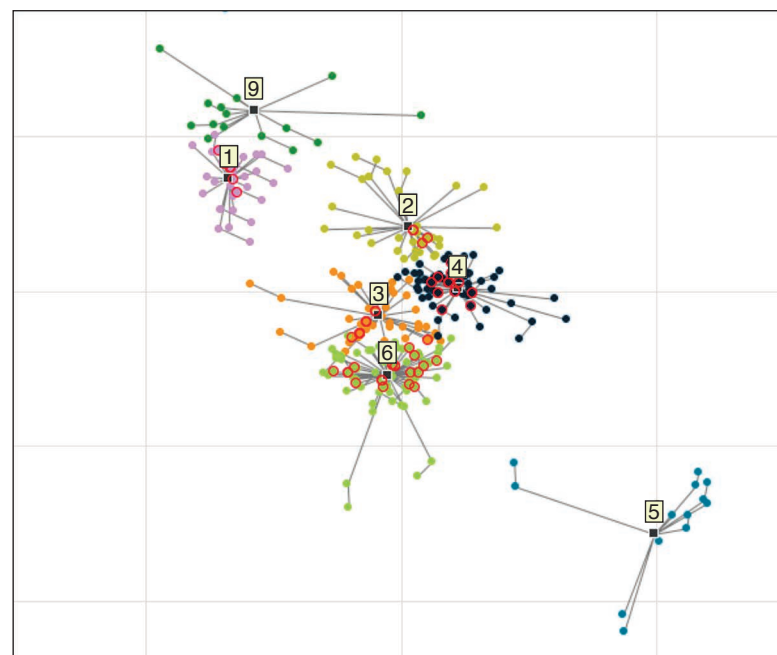


Рис. 3. Схема группирования кустов с приобщением к скважинам ближайших целей бурения (выделены красными кружками)

но в среднем на 182 шт. проектируемых скважин длина увеличивается на 42 м. Однако при расчете не учтены дополнительные расходы на реализацию траекторий повышенной сложности со значительными корректировками по азимуту, что увеличило бы стоимость реализации проекта при оптимизации по длине траектории. Для другого участка месторождения (рис. 3) приведена схема группирования скважин, запроектированных для бурения на 13 пластов, пересекающихся в плане. Выделенные цели бурения могут быть приобщены к другим скважинам, т.е. трасса скважины может быть проложена через ближайшие цели бурения, но если

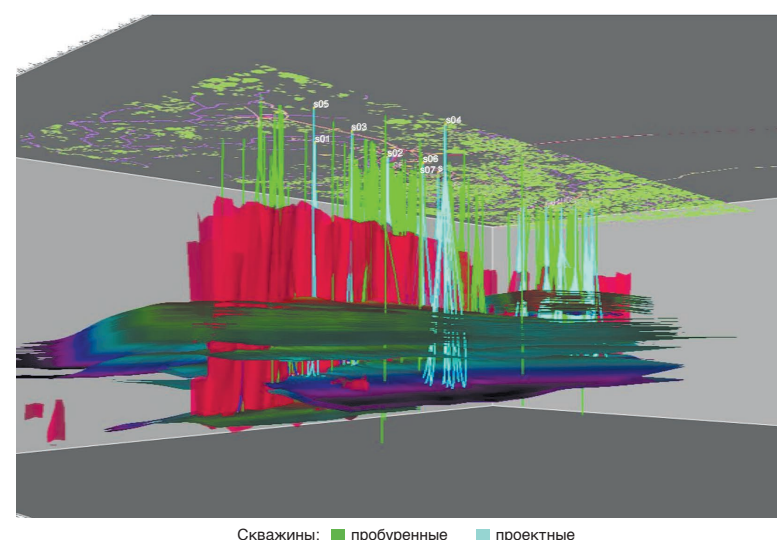


Рис. 4. Модель проектного фонда скважин в едином структурном каркасе месторождения

это значительно усложнит траекторию, то может быть запланировано бурение бокового ствола. Эксплуатация приобщаемых целей будет происходить после выработки запасов основных (нижележащих) эксплуатационных объектов, далее будет осуществлен перевод на вышележащий горизонт или бурение бокового ствола. Сгруппированные подобным образом скважины и определенные для приобщения цели бурения можно использовать для дальнейшей оптимизации траекторий скважин внутри куста, а также для корректировки положения кустовых площадок с учетом других факторов: геологических, траектории стволов существующих скважин, гидрографических, инфраструктуры. Если на территории месторождения имеются значительные природоохранные зоны или водоемы, не пригодные для строительства кустовых площадок, то это учитывается на стадии кластеризации, где вводится запрет на размещение центроидов внутри таких областей.

В проекте разработки многопластового месторождения для проектирования траекторий бурения в присутствии фактического фонда скважин и наземной инфраструктуры использовался соответствующий проектный модуль современного программного обеспечения. Были построены траектории проектных скважин с учетом технических ограничений и опасности сближения с трассами ранее пробуренных скважин. Учет геологических условий позволил повысить точность проектирования кустов и траекторий скважин на многопластовом месторождении. Для составления проекта использовалась следующая геологическая информация:

- структурные геологические поверхности (кровля и подошва продуктивных пластов) и разломная модель в составе единого структурного каркаса месторождения;
- контуры нефтегазоносности;
- трехмерная модель нефтенасыщенности эксплуатационных объектов.

Такая детализация позволяет максимально приблизить результаты проектирования к реальным условиям. Структурные поверхности дают возможность определить точки пересечения проектных скважин с транзитными объектами эксплуатации, сместить их при необходимости, сформировать систему разработки с использованием транзитного фонда скважин с учетом режима их работы (добыча, нагнетание). Наличие разломной модели наглядно показывает прохождение траекторий скважин через структурные нарушения, и в зависимости от проницаемости разлома принимается решение о необходимости смещения ствола скважины. Контуры нефтегазоносности и модель нефтенасыщенности помогают контролировать цели бурения и точки пластопересечений по прости-

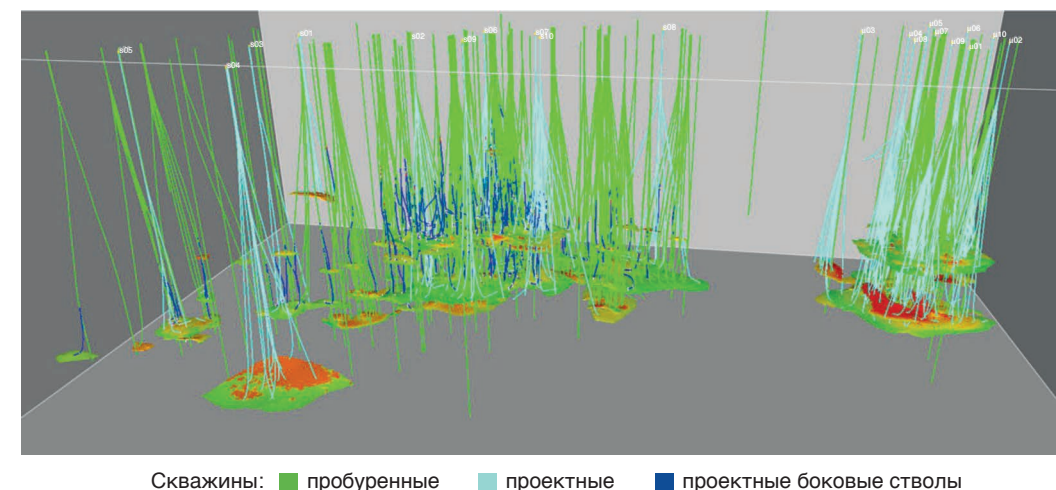


Рис. 5. Скважины проектного и фактического фондов на модели нефтенасыщенности эксплуатационных объектов

ранию пласта, корректировать положение точек скважин относительно значений остаточной нефтенасыщенности.

На рис. 4 представлен структурный каркас месторождения с картой топографии и наземной инфраструктуры (дороги, трубопроводы, строения, кустовые площадки, реки, водоемы). Такая информация дает возможность уточнить положение кустов относительно природных препятствий, объектов инфраструктуры, зон с экологическими ограничениями. На рис. 5 показано размещение фактического и проектного фондов скважин с боковыми стволами на модели нефтенасыщенности эксплуатационных объектов. Подготовка исходных данных для такого проекта повышает требования к кросс-функциональному взаимодействию между подразделениями: геологическими, капитального строительства, маркшейдерскими, разработки, бурения и капитального ремонта, экономическими, технологии добычи. При подсчете запасов должен быть сформирован единый структурный каркас месторождения, подготовлена разломная модель. При совместной работе функций разработки и бурения должна быть

сформирована система разработки эксплуатационных объектов месторождения с учетом проектных траекторий скважин.

Проектирование кустов скважин в процессе подготовки проекта разработки месторождения дает следующие преимущества:

1. Выполнение многофакторной оптимизации схемы кустования с учетом доли «легких» и «рискованных» скважин.
2. Возможность более детального расчета экономики проекта, значительное снижение капитальных вложений в бурение скважин проектного фонда.
3. Приближение проекта к реальным условиям на месторождении.
4. Повышение качества проектирования на всех этапах: от технологической схемы разработки до проекта на строительство скважин и планов-программ на бурение каждой скважины.
5. Исключение технических рисков реализации проекта на ранней стадии проектирования разработки месторождения.

Список литературы

1. Карсанов В.А., Третьяков С.В., Девятаров С.С., Пасынков А.Г. Оптимизация капитальных вложений в строительство скважин при концептуальном проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 33–35.
2. Можжиль А.Ф., Третьяков С.В., Дмитриев Д.Е. и др. Технико-экономическая оптимизация кустования скважин при интегрированном концептуальном проектировании // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 126–129.
3. Kaiser Mark J. A survey of drilling cost and complexity estimation models // Intern. Journal of Petroleum Science and Technology. – 2007. – Vol. 1, № 1. – P. 1–22.

References

1. Karsakov V.A., Tretyakov S.V., Devyataryov S.S., Pasyunkov A.G. Optimization of capital investments in well construction during conceptual design of field development. *Neftianoe khozaystvo [Oil Industry Journal]*. 2013, no. 12, pp. 33–35. (In Russ.)
2. Mozhchil A.F., Tretyakov S.V., Dmitriev D.E. [and others]. Technical and economic optimization of well padding in integrated conceptual design. *Neftianoe khozaystvo [Oil Industry Journal]*. 2016, no. 4, pp. 126–129. (In Russ.)
3. Kaiser Mark J. A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models. *International Journal of Petroleum Science and Technology*. 2007, vol. 1, no. 1, pp. 1–22.

ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ПРИ УСТРОЙСТВЕ ДОРОЖНОГО ПОЛОТНА ПЕРЕХОДНОГО ТИПА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ЩЕБЕНОЧНО-ПЕСЧАНЫХ СМЕСЕЙ

**А.С. Руденко¹, Р.Е. Долгодворов², С.А. Смирнов¹, А.П. Смирнов²,
А.Н. Коркишко¹, к. т. н.**

¹ ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ),

² Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпром нефть НТЦ»)

Электронный адрес: rudenkoandrey76@mail.ru; Dolgodvorov.RE@gazpromneft-ntc.ru;
Smirnov.AnP@gazpromneft-ntc.ru

Проведен сравнительный анализ применения дорожных одежд из фракционированного щебня (ФЩ) и щебеночно-песчаной смеси (ЩПС) для автономных нефтяных месторождений, расположенных на северных территориях Российской Федерации. Отмечены положительные и отрицательные характеристики инертных материалов, поступающих на месторождение. С учетом действующих нормативных документов разработаны и выполнены расчеты конструкций дорожных одежд переходного типа с последующей оценкой их стоимости. Описана технология создания ЩПС на объектах строительства. Технология включает приготовление смеси на отдельной площадке и непосредственно на объекте строительства. Оценена возможность включения в ЩПС песка, добываемого в непосредственной близости от объекта строительства. Рассмотрены основные преимущества использования ЩПС при строительстве автомобильных дорог с учетом практического опыта. Показано состояние покрытия в период эксплуатации.

Ключевые слова: автомобильная дорога, дорожная одежда, фракционированный щебень, песок, щебеночно-песчаная смесь, строительство, месторождение, грунт, покрытие, расчет, нормативный документ

DECREASE OF CAPITAL EXPENSES FOR ROAD CLOTHES OF TRANSITION TYPE
ON OIL FIELDS PJSC «GAZPROM NEFT» DUE TO USING GRAVELLY SAND MIXES

**A.S. Rudenko¹, R.E. Dolgodvorov², S.A. Smirnov¹, A.P. Smirnov²,
A.N., Korkishko¹**

¹ Industrial university of Tyumen, Tyumen, ² Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen and Saint-Petersburg

Article gives a comparative analysis of using road clothes made of graded breakstone and gravelly sand mixes (GSM) for autonomous oil fields located in the northern territories of the Russian Federation. Positive and negative characteristics of inert material delivered to the field are noted. There have been made calculations based on regulatory acts for road clothes of transition type with following analysis of their cost. The technology of making GSM on objects is also described. This technology includes preparation of a mixture on a separate pad directly on construction object. The possibility of including sand located nearby the construction object into the mixture is analyzed. Major advantages of using GSM during construction of roads using practical experience are reviewed. The condition of the cover during the operation period is shown.

Keywords: automotive roads, road clothes, graded breakstone, sand, gravelly sand mix, construction, ground, coverage, official documentation

DOI: 10.7868/S2587739920030076

ВВЕДЕНИЕ

За счет развития новых технологий и материалов, а также переосмысления использования традиционных появляется возможность освоения новых, ранее не доступных арктических месторождений и шельфа. Их успешное освоение зависит от многих факторов. Основ-

ные – способность проектных команд, занятых освоением удаленных объектов нефтегазодобычи, максимально объективно воспринимать фактические условия, риски их реализации и умение оптимизировать работу имеющимися ресурсами, в рамках непрерывного повышения эффективности всех производственных процессов.

Одним из флагманов развития нефтегазовой отрасли является компания ПАО «Газпром нефть» (Компания). В арктических районах Западной Сибири в настоящее время идет активная реализация крупных инвестиционных проектов. Компания занимается обустройством и разработкой шельфового Приразломного месторождения, Мессояхинской группы месторождений на Гыданском п-ове, Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на п-ове Ямал, целого ряда иных месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). Все эти проекты объединяют частичная или полная автономия, дорогостоящая логистика из-за значительного удаления их от промышленных центров, а также сложные геологические и природно-климатические условия разработки.

В рамках настоящей работы хочется выделить один из наиболее масштабных и значимых инвестиционных проектов – Новопортовское НГКМ. В 2019 г. на его территории было добыто более 7,7 млн т нефти. На данный момент это один из крупнейших добывающих активов Компании.

Дополнительным осложняющим фактором освоения месторождений, как было отмечено ранее, является их автономность. Доставка материально-технических ресурсов зачастую возможна зимой, в период действия автозимников и летом по водным артериям. Одну из ключевых ролей освоения и бесперебойного функционирования месторождения нефти и газа выполняет развитая транспортная инфраструктура. Данное обстоятельство ставит перед осуществляющими добычу полезных ископаемых операторами вызов по строительству надежных автомобильных дорог, обеспечивающих возможность круглогодичного и бесперебойного их использования. При этом операторы, в том числе и ПАО «Газпром нефть», стремятся к оптимизации капитальных и операционных затрат.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Предлагаем проанализировать текущую ситуацию по устройству дорожной одежды (ДО) переходного типа на объектах нефтегазодобычи Компании, как правило, выполненных с применением ФЩ, и выявить проблемные вопросы. В результате сформулировать оптимизационные технические решения, влияющие на снижение капитальных затрат при строительстве и эксплуатации внутрипромысловых автомобильных дорог. В основу нашего исследования был положен анализ ДО на объектах нефтегазодобычи Новопортовского НГКМ. СП 34.13330.2012 дает следующее определение: «автомобильная дорога – комплекс

конструктивных элементов, предназначенных для движения с установленными скоростями, нагрузками и габаритами автомобилей и иных наземных транспортных средств, осуществляющих перевозки пассажиров и(или) грузов, а также участки земель, предоставленные для их размещения» [1].

Важным элементом промысловой автомобильной дороги является дорожная одежда, которая воспринимает основную нагрузку от транспортных средств и передает ее на грунтовое основание или подстилающий грунт. К дорожной одежде предъявляются технологические и эксплуатационные требования – надежность, прочность, ровность, сцепление.

Основные типы ДО, применяемые на месторождениях:

- капитального типа (жесткая ДО), включающая покрытие из плит ПДН, укладываемых на выравнивающую прослойку из цементно-песчаной смеси с основанием из ФЩ;
- переходного типа (нежесткая ДО), состоящая из двух или более расчетных слоев ФЩ, уложенных на армирующую прослойку из геосинтетического или композитного материала.

ДОКАЗАНЫ ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЩПС В КОНСТРУКЦИИ ДОРОЖНЫХ ОДЕЖД С ПРИГОТОВЛЕНИЕМ СМЕСИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ ИЗ МЕСТНЫХ МАТЕРИАЛОВ (ПЕСКА).

Для устройства жесткой ДО требуются дорогостоящие железобетонные плиты (ПДН), стоимость которых возрастает за счет транспортировки. Жесткая ДО требует выполнения комплекса работ по устройству подстилающих слоев и оснований, а также завершения консолидации насыпи дорог, что приводит к снижению темпов и увеличению затрат при строительстве автомобильных дорог. По этой причине на объектах нефтегазодобычи в целях оптимизации строительного процесса, финансовых вложений зачастую принимаются решения по устройству ДО переходного типа. К основным преимуществам такой ДО можно отнести использование ФЩ, не требующего в процессе укладки дополнительного специализированного оборудования, и возможность применения его при отрицательных температурах окружающего воздуха [2]. Существенным фактором при выборе данных конструктивов является относительно невысокая стоимость строительства по сравнению с капитальным типом из ПДН. Следует отметить, что расчетный срок службы конструкций ДО переходного типа 3–8 лет,

капитального – 11–15 лет. В части срока службы капитальный тип ДО, безусловно, является более предпочтительным по эксплуатационным характеристикам. При этом оба типа ДО отвечают требованиям нормативных документов по прочностным свойствам. При проектировании автомобильных дорог, расположенных на территории нефтегазовых месторождений, закладываются технические решения для ДО с учетом действующих нормативных документов. Как правило, предусматривается конструкция, состоящая из ФЩ, с армированием геосинтетическими или композитными материалами [3]. Дорожная одежда переходного типа, полукорытного профиля, ранее активно используемая на территории Новопортовского НГКМ, представлена на **рис. 1**. Ключевым недостатком полукорытного профиля является требование по его применению с хорошо дренирующим грунтом (коэффициент фильтрации не менее 1 м/сут). Данное требование сложно реализуемо из-за фактических характеристик местных грунтов. Наиболее типичными для районов Крайнего Севера грунтами, в том числе Ямала, являются мелкие и пылеватые пески, обладающие крайне низкими дренирующими свойствами. В ряде карьеров коэффициент фильтрации таких песков стремится к нулю. Отсутствие или ограниченное количество грунтов с оптимальными для строительства дорог характеристиками неблагоприятно сказывается на эксплуатационных характеристиках объектов с ДО полукорытного профиля. Спецификой эксплуатации дорог на объектах нефтегазодобычи является большая нагрузка на покрытие от крупнотоннажного автотранспорта. Движение осуществляется непрерывно, без технологических перерывов в паводковый период и распутицу. Активное движение грузового автотранспорта по дорогам с ДО полукорытного типа негатив-

но сказывается на состоянии дорожной одежды, особенно укрепленных обочин. В случае с Новопортовским НГКМ автомобильные дороги, первоначально выполненные по полукорытной схеме, были вынужденно подвергнуты капитальному ремонту после двух лет эксплуатации, что, безусловно, не может быть оценено положительно. На наш взгляд, в данном случае именно устройство ДО, выполненных из ФЩ по полукорытному типу, могло стать одним из основных факторов уменьшения межремонтного срока эксплуатации дорог. Выходом из данной ситуации на Новопортовском НГКМ первоначально был избран переход от полукорытного к серповидному профилю ДО из ФЩ (**рис. 2**). Аналогичные конструкции ДО применяются при устройстве не только автомобильных дорог, но и площадных объектов промысла. Для серповидного профиля, менее требовательного к дренирующим свойствам грунтов земляного полотна, характерен больший на 26% расход щебня в сравнении с полукорытным способом устройства дорожной одежды. При проектной норме расхода щебня мелких фракций 5–20 мм, применяемого для заклинки верхнего слоя из щебня фракции 40–70 мм – 25 м³/1000 м², а также фактических параметрах применяемого щебня крупных фракций 40–70 мм [4], даже при серповидном профиле ДО существуют риски образования дополнительных пустот и пор в слоях покрытия и как результат увеличения нормы расхода фракций 5–20 мм, что ведет к удорожанию ее устройства. Зачастую дополнительными факторами, влияющими на качество устройства дорожной одежды из ФЩ, могут являться его истираемость по причине недостаточной для фактических нагрузок прочности материала [8]. Данное обстоятельство провоцирует формирование дополни-

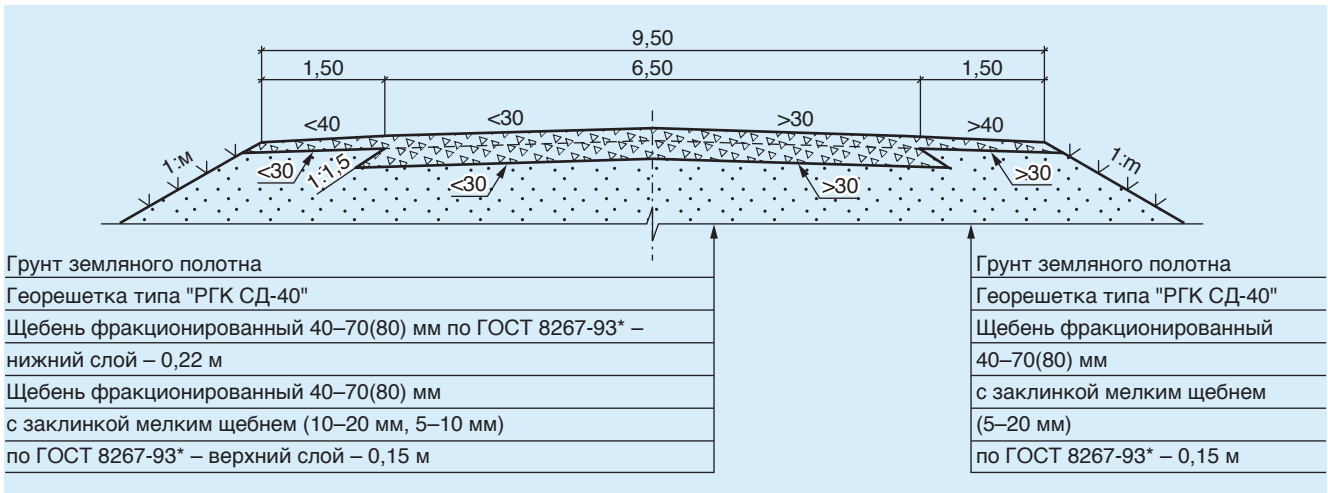


Рис. 1. Поперечный профиль ДО полукорытного профиля

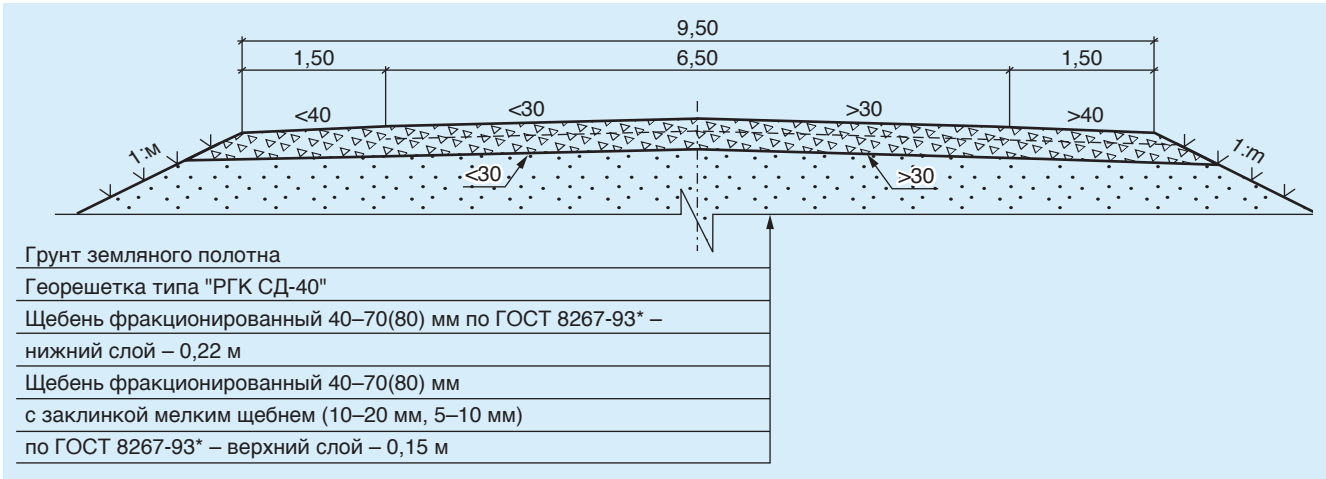


Рис. 2. Поперечный профиль ДО серповидного профиля

тельных пор с последующим замерзанием в них воды, снижение эффективности применения заклинцовки верхних слоев щебнем мелких фракций и прочностных характеристик конструкции в целом. Описанные факторы приводят к сокращению межремонтных сроков и постоянному профилированию покрытия, вызванному значительным колебанием прочности дорожной одежды. В результате снижаются прочностные, эксплуатационные характеристики дорожной одежды. В качестве вариантов по повышению качества устройства ДО переходного типа с применением ФЩ на Новопортовском НГКМ применялись технические решения, допускаемые нормативными документами: – предварительное, перед заклинкой мелкими фракциями, заполнение пор верхнего слоя щебня песком на толщину 50–100 мм; – увеличение нормы заклинки мелким щебнем от проектного объема 25 до 47,6 м³/1000 м². Эффективность предлагаемого решения показана в **рис. 3**. Используемые технические решения дали положительный эффект в части улучшения качества и эксплуатационных характеристик, но необходимо признать, что предварительная заклинка пор песком и увеличение нормы заклинивающей фракции щебня приводят к увеличению стоимости ДО. Выходом из сложившейся ситуации по улучшению качества, устранению межфракционных пустот и оптимизации затрат на устройство ДО переходного типа, по мнению авторов, может стать использование щебеночно-песчаных смесей (ЩПС). ЩПС – комбинированный строительный материал, имеющий природное, а также искусственное происхождение и состоящий из смеси щебня и песка. Смесь образуется двумя способами. Первый – природное разрушение (выветривание) скальной породы. Второй – искусственное обогащение. Преимущественно ЩПС получают как отходы, образующиеся при добыче и пере-

работке горных гранитных или известняковых пород. Смеси содержат в себе различные фракции (обломки) сырья, в том числе карьерный песок. Зерновой состав смесей регламентируется нормативным документом и указан в **табл. 1**. Основными преимуществами ЩПС в сравнении с ФЩ в конструкции ДО являются более высокая плотность за счет отсутствия межфракционных пор, простота восстановления покрытия в процессе эксплуатации, а также возможность снижения стоимости ДО и ее последующей эксплуатации посредством включения в материал местного песка. Для подтверждения данной гипотезы совместно со специалистами ПАО «Гипротомнефтегаз» разработано пять типов конструкций дорожных одежд с применением ЩПС и один тип с ФЩ, для последующего сравнения их стоимости. В основу прорабатываемых типов ДО положены смеси С1, С2 и С4, являющиеся, по мнению авторов, наиболее технологичными и сбалансированными по гранулометрическому составу. Содержание щебня в смесях С1 до 70%, С2 до 50%, С4 до 80%, остальной объем – соответственно песок.



Рис. 3. Состояние покрытия в 2020 г., устроенного в 2018 г., на подъезде к кусту скважин № 12 ПОНМ с увеличенной нормой заклинивающей фракции и заполнением пор ДО песком

Таблица 1. Зерновой состав ЩПС по ГОСТ 25607-2009

№ смеси	Наибольший размер зерен Д, мм	Полный остаток, % по массе, на ситах с размерами отверстий, мм									
		120	80	40	20	10	5	2,5	0,63	0,16	0,05
Смеси для покрытий											
C1	40	0	0	0–10	20–40	35–60	45–70	55–80	70–90	75–92	80–93
C2	20	0	0	0	0–10	10–35	25–50	35–65	55–80	65–90	75–92
Смеси для оснований (непрерывная гранулометрия)											
C3	120	0–10	10–30	30–50	40–65	54–75	65–85	71–90	82–95	90–98	95–100
C4	80	0	0–10	15–35	28–55	40–70	50–80	60–85	80–95	91–97	95–100
C5	40	0	0	0–10	25–60	45–80	57–85	67–88	80–95	90–97	95–100
C6	20	0	0	0	0–10	25–60	50–77	58–85	80–95	90–97	95–100
C7	10	0	0	0	0–5	0–37	30–60	50–77	75–95	85–97	90–100
C8	5	0	0	0	0	0–5	0–40	20–55	55–87	75–98	80–100
Смеси для оснований (прерывистая гранулометрия)											
C9	80	0	0–10	15–35	28–55	40–70	50–80	50–80	60–88	85–97	95–100
C10	40	0	0	0–10	25–60	45–80	57–85	57–85	71–91	87–97	95–100
C11	20	0	0	0	0–10	25–60	50–77	50–77	70–88	85–97	95–100
Примечания. ¹ Допускается использование смесей C1 и C2 для устройства оснований при соответствующем технико-экономическом обосновании; C3–C8, C9–C11 – для устройства дополнительных слоев оснований; C4–C5, C10–C11 – для укрепления обочин автомобильных дорог. ² Смеси C1 и C2, применяемые для покрытия, должны содержать не менее 50% щебня от массы частиц размером более 5 мм, входящих в состав смесей.											

Подбор конструктивных слоев проведен на основании требований ОДН 218.046-01, СП 34.13330.2012 с укладкой плоской георешетки на границе между грунтом земляного полотна и каменного материала. Георешетка выполняет армирующую функцию и препятствует взаимопроникновению материалов смежных слоев. Расчет выполнялся на упругий прогиб и сдвигоустойчивость для ДО переходного типа с применением сертифицированной программы «РАДОН 3.6» программного комплекса «CREDO». Расчеты проведены для автомобильных дорог III-в и IV-в категории на требуемый минимальный модуль упругости 100 и 50 МПа соответственно, с учетом расположения на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, вблизи населенного пункта Новый Порт. Результаты представлены в **таблицах 2 и 3**.

Из представленных таблиц видно, что ДО из ЩПС (типы 1–5), сопоставимые по своим техническим характеристикам со стандартно закладываемой конструкцией ДО из ФЩ (тип 6), отличаются количеством конструктивных слоев и их толщиной. Данный факт обусловлен более низким модулем упругости ЩПС – 275–300 МПа, в сравнении с использованием щебня фракции 40–70 мм с заклинкой мелким щебнем фракции 10–20 и 5–10 мм – 450 МПа. В рамках проработки данной темы выполнены сметные расчеты разработанных типов конструкций ДО для анализа их стоимости на 1 км автомобильной дороги. Сметная стоимость сформирована на основе ТЕР для региона строительства. Перевод цен на уровень 2020 г. произведен с использованием коэффициента сметной стоимости. Расчет является справоч-

Таблица 2. Результаты расчета толщины слоев ДО для автомобильной дороги III-в категории

Тип ДО	Состав 1 слоя / толщина, м	Состав 2 слоя / толщина, м	Состав 3 слоя / толщина, м	Общая толщина, м	Армирующая прослойка
1	ЩПС C1/0,15	ЩПС C1/0,27	–	0,42	Георешетка с разрывной нагрузкой не менее 40 кН/м
2	ЩПС C2/0,08	ЩПС C4/0,15	ЩПС C4/0,20	0,43	
3	ЩПС C2/0,15	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,25	–	0,40	
4	ЩПС C1/0,08	ЩПС C4/0,15	ЩПС C4/0,20	0,43	
5	ЩПС C1/0,15	ЩПС C4/0,28	–	0,43	
6	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,15	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,22	–	0,37	

Таблица 3. Результаты расчета толщины слоев ДО для автомобильной дороги IV-в категории

Тип ДО	Состав 1 слоя / толщина, м	Состав 2 слоя / толщина, м	Состав 3 слоя / толщина, м	Общая толщина, м	Армирующая прослойка
1	ЩПС C1/0,15	ЩПС C1/0,25	–	0,40	Георешетка с разрывной нагрузкой не менее 40 кН/м
2	ЩПС C2/0,08	ЩПС C4/0,15	ЩПС C4/0,17	0,40	
3	ЩПС C2/0,15	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,23	–	0,38	
4	ЩПС C1/0,08	ЩПС C4/0,15	ЩПС C4/0,17	0,40	
5	ЩПС C1/0,15	ЩПС C4/0,25	–	0,40	
6	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,15	Щебень фр. 40–70 с заклинкой мелким щебнем фр. 10–20 и 5–10/0,15	–	0,30	

ным и должен уточняться при выборе объекта строительства, доставки материалов, действующих переводных коэффициентов для определения сметной стоимости. Стоимость строительства 1 км дорожной одежды по типам и категориям представлена в **табл. 4**. По результатам выполненного технико-экономического сравнения наименьшая стоимость у варианта устройства ДО для дорог III-в и IV-в категории – тип 6 (стандартное покрытие серповидного профиля из ФЩ). Однако выполнение строительно-монтажных работ (СМР) требует больших затрат в сравнении с ДО из ЩПС. Наиболее дорогостоящий вариант – тип 4 с применением смесей C1 и C4. При этом затраты на материалы для устройства ДО из ЩПС в зависимости от категории дороги и типа конструкции превышают стоимость ФЩ на 11–46 %. Отдельно стоит отметить, что в сметных расчетах, на основании которых были получены результаты, указанные в **табл. 4**, была применена стоимость готовой ЩПС, изготовленной вне места проведения работ.

Стоимость устройства ДО из ЩПС, изготовленной вне объектов строительства, сильно зависит от цены доставки смеси до места проведения работ и зачастую является более высокой, в сравнении с ФЩ, так как ЩПС обладает более высокой удельной плотностью. Снижение затрат на устройство ДО из ЩПС возможно за счет использования смесей, изготовленных на месте работ или вблизи объекта строительства с применением местных материалов – песка из карьеров, расположенных на месторождении. В случае приготовления смеси на автомобильной дороге отсутствует необходимость доставки фракций менее 5 мм – песок, на долю которого приходится от 20 до 50% объема в зависимости от ЩПС. Предлагаем рассмотреть несколько методов создания ЩПС на объектах нефтегазодобычи: – перемешивание ФЩ и местного песка автогрейдером в ДО на автомобильной дороге; – перемешивание ФЩ и местного песка экскаватором на площадках или в непосредственной близости от объектов строительства, или в песчаных карьерах;

Таблица 4. Стоимость строительства 1 км дорожной одежды по типам и категориям, тыс. руб. без НДС

Показатель	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4	Тип 5	Тип 6
Категория автомобильной дороги III-в						
Толщина покрытия, м	0,42	0,43	0,40	0,43	0,43	0,37
– материалы	1356,3	1380,90	1121,6	1388,7	1386,8	1009,2
– работы по устройству дорожной одежды	92,60	117,50	157,2	117,5	93,6	184,1
Итого НДС в ценах 2001 г.	1448,8	1498,30	1278,9	1506,2	1480,4	1193,3
Итого НДС в ценах 2020 г.	30672	31720	27074	31886	31339	25262
Категория автомобильной дороги IV-в						
Толщина покрытия, м	0,40	0,40	0,38	0,40	0,40	0,30
– материалы	1059,0	1058,20	882,4	1064,4	1063,0	725,7
– работы по устройству дорожной одежды	72,90	92,10	121,3	92,1	72,9	128,4
Итого НДС в ценах 2001 г.	1131,90	1150,20	1003,7	1156,5	1135,9	854,1
Итого НДС в ценах 2020 г.	23962	24351	21247	24482	24047	18081

– использование специализированных установок для смешивания инертных материалов. Технологическая схема приготовления ЩПС на площадке методом перемешивания экскаватором или в установке включает в себя следующие действия:

- погрузка песка и щебня экскаватором в автосамосвал с последующей транспортировкой до площадки приготовления ЩПС;
- перемешивание песка с щебнем экскаватором либо в установке на площадке приготовления ЩПС с созданием штабеля;
- разработка с погрузкой в автосамосвал ЩПС из штабеля;
- доставка готовой смеси на объект для устройства дорожной одежды;
- распределение ЩПС автогрейдером;
- уплотнение смеси катком.

Процесс изготовления ЩПС методом перемешивания автогрейдером непосредственно на объекте устройства ДО состоит из следующих операций:

- доставка песка на объект с равномерной выгрузкой по длине захватки;
- распределение песка автогрейдером по всей ширине земляного полотна;
- доставка щебня с равномерной выгрузкой по длине захватки;
- распределение автогрейдером щебня по всей ширине земляного полотна;
- смешение автогрейдером щебня с песком от одной бровки земляного полотна к другой до получения однородного состава смеси;
- распределение автогрейдером полученной ЩПС по всей ширине земляного полотна;
- уплотнение ЩПС катками с поливом водой.

Приготовление ЩПС на территории месторождения с использованием местного грунта [5] позволяет уменьшить тоннаж доставляемого на место производства работ с сырьевых баз инертного материала и, следовательно, снизить его себестоимость. Кроме того, изготовление ЩПС непосредственно на объектах нефтегазодобычи с использованием местных материалов (песка) позволит избежать потерь, связанных с уплотнением данного материала в процессе транспортировки и хранения, уменьшит

складские остатки, а также позволит выполнять работы по устройству ДО при отрицательных температурах.

В подтверждение вышесказанного на территории Новопортовского НГКМ было выполнено строительство опытных участков с применением ЩПС по типу 3 (табл. 2) в ДО серповидного профиля.

Участок автомобильной дороги с ДО из ЩПС, приготовленной смешением автогрейдером на дороге, показан на рис. 4.

По результатам испытаний и мониторинга покрытие на опытных участках находится в удовлетворительном состоянии, коллейность отсутствует.

При отработке технологии создания ЩПС на месте производства работ на Новопортовском НГКМ проработана технология изготовления ЩПС путем смешивания инертных материалов экскаватором. Применялся щебень различных фракций и местный песок. Результат также оказался положительным, получен материал, обеспечивающий устройство ДО необходимого качества, с требуемыми эксплуатационными характеристиками.

В целях определения оптимального типа ДО, изготовленной из ЩПС с применением местного песка, выполнены сравнительные сметные расчеты. Для объективности дополнительно в расчеты были включены ДО, выполненные из ФЩ с двойной нормой заклиновки щебнем мелких фракций, и ДО из ПДН по одностадийной схеме устройства.

Рассмотрены следующие варианты устройства дорожной одежды для автомобильных дорог IV-в и III-в категории с учетом создания ЩПС перемешиванием экскаватором, автогрейдером и в установке-смесителе:

вариант 1 – дорожная одежда из ЩПС толщиной 40 см (IV-в категория) и 42 см (III-в категория) (тип 1);

вариант 2 – дорожная одежда из ЩПС толщиной 40 и 43 см (тип 2);

вариант 3 – дорожная одежда из ЩПС толщиной 38 и 40 см (тип 3);

вариант 4 – дорожная одежда из ЩПС толщиной 40 и 43 см (тип 4);



Рис. 4. Подъездная автодорога к кусту скважин № 11 ПОНМ

вариант 5 – дорожная одежда из ЩПС толщиной 40 и 43 см (тип 5);

вариант 6 – дорожная одежда из ФЩ толщиной 30 и 37 см (тип 6), в двухслойном исполнении, с увеличенной (двойной) нормой расхода щебня мелких фракций;

вариант 7 – дорожная одежда из ФЩ толщиной 30 и 37 см (тип 6), стандартный конструктив ДО, применяемый на Новопортовском НГКМ;

вариант 8 (тип 7) – устройство покрытия из железобетонных плит ПДН (6,00 × 2,00 × 0,14 м), предусмотрены омоноличивание и сварка стыков (Тип 7) с основанием и укрепленными обочинами щебня.

В вариантах конструкции ДО из щебня и ЩПС на границе между грунтом земляного полотна и слоем каменного материала предусматривается укладка плоской георешетки с разрывной нагрузкой не менее 40 кН/м.

В варианте с покрытием из железобетонных плит ПДН между слоем грунта и плитами предусматривается устройство прослойки из нетканого геотекстиля с поверхностной плотностью 400 г/м².

Сравнительная экономическая оценка рассматриваемых вариантов устройства ДО выполнена по сметной стоимости строительства. Стоимость строительства по вариантам определена на

основании локальных смет в базисных ценах на 01.01.2001 г.

Переход к текущему уровню цен на 2020 г. выполнен с помощью индекса на строительно-монтажные работы, строительство автомобильных дорог – 21,17 к ФЕР-2001 (редакция 2017 г.). Результат сравнительных расчетов стоимости устройства дорожной одежды в расчете на 1 км автомобильных дорог III-в и IV-в категории по вариантам представлен на рис. 5, 6.

Как видно из рис. 5, наименее капиталоемким вариантом для автодорог III-в категории является устройство дорожной одежды из ЩПС по типу 1. Стоимость устройства 1 км дорожной одежды составляет 23 814 тыс. руб./км без НДС в ценах 2020 г. Ближним по стоимости является тип 5, стоимость устройства 1 км дорожной одежды составляет 24 198 тыс. руб./км без НДС в ценах 2020 г. Согласно проведенным сметным расчетам, данные варианты дешевле применяемого конструктива из ФЩ – 25 262 тыс. руб./км без НДС в ценах 2020 г. В обоих случаях наиболее оптимальным по стоимости выглядит вариант изготовления ЩПС путем перемешивания экскаватором.

Наименее затратным, согласно рис. 6, для автомобильных дорог IV-в категории является

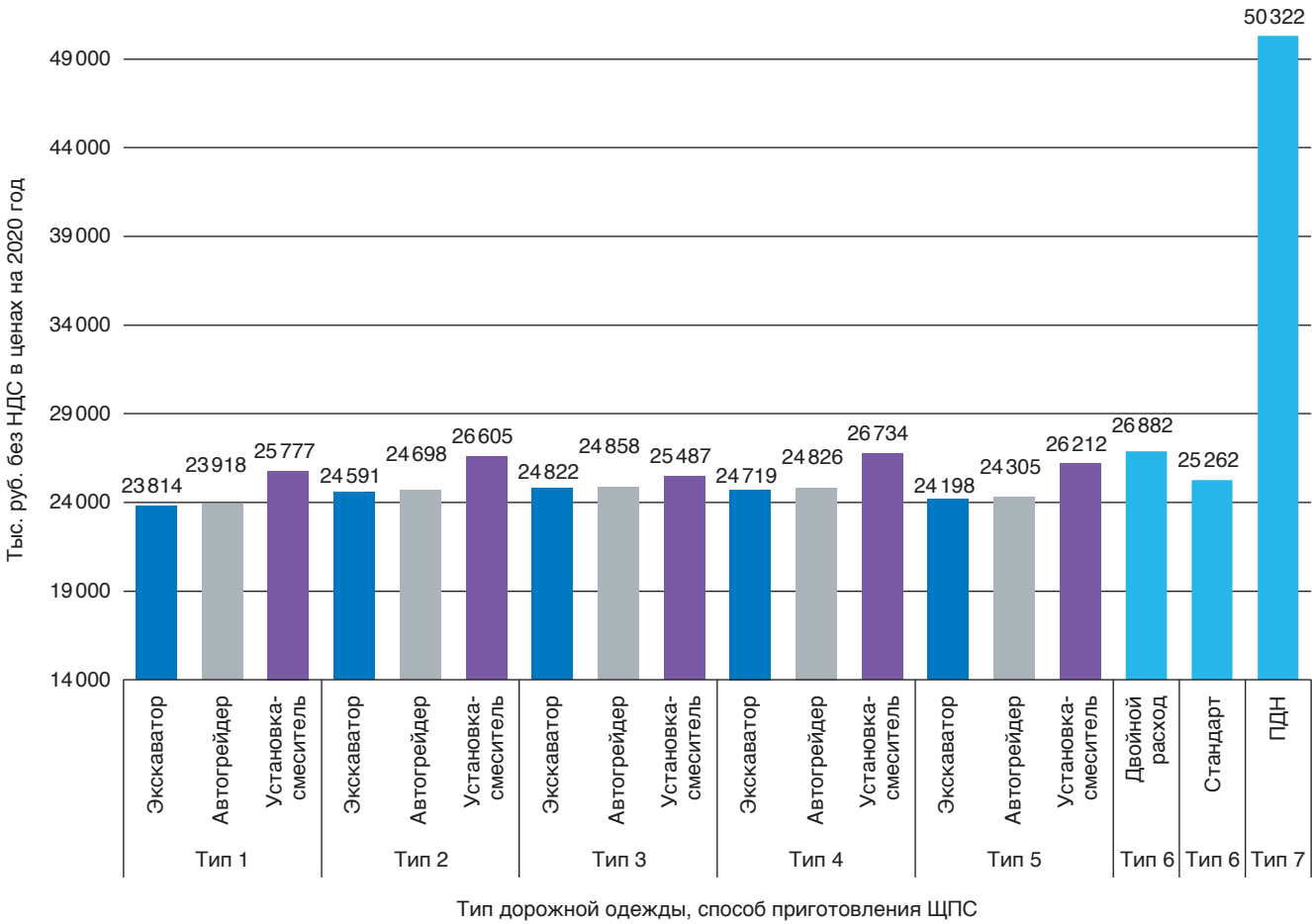


Рис. 5. Стоимость устройства дорожной одежды по типам для III-в категории на 1 км

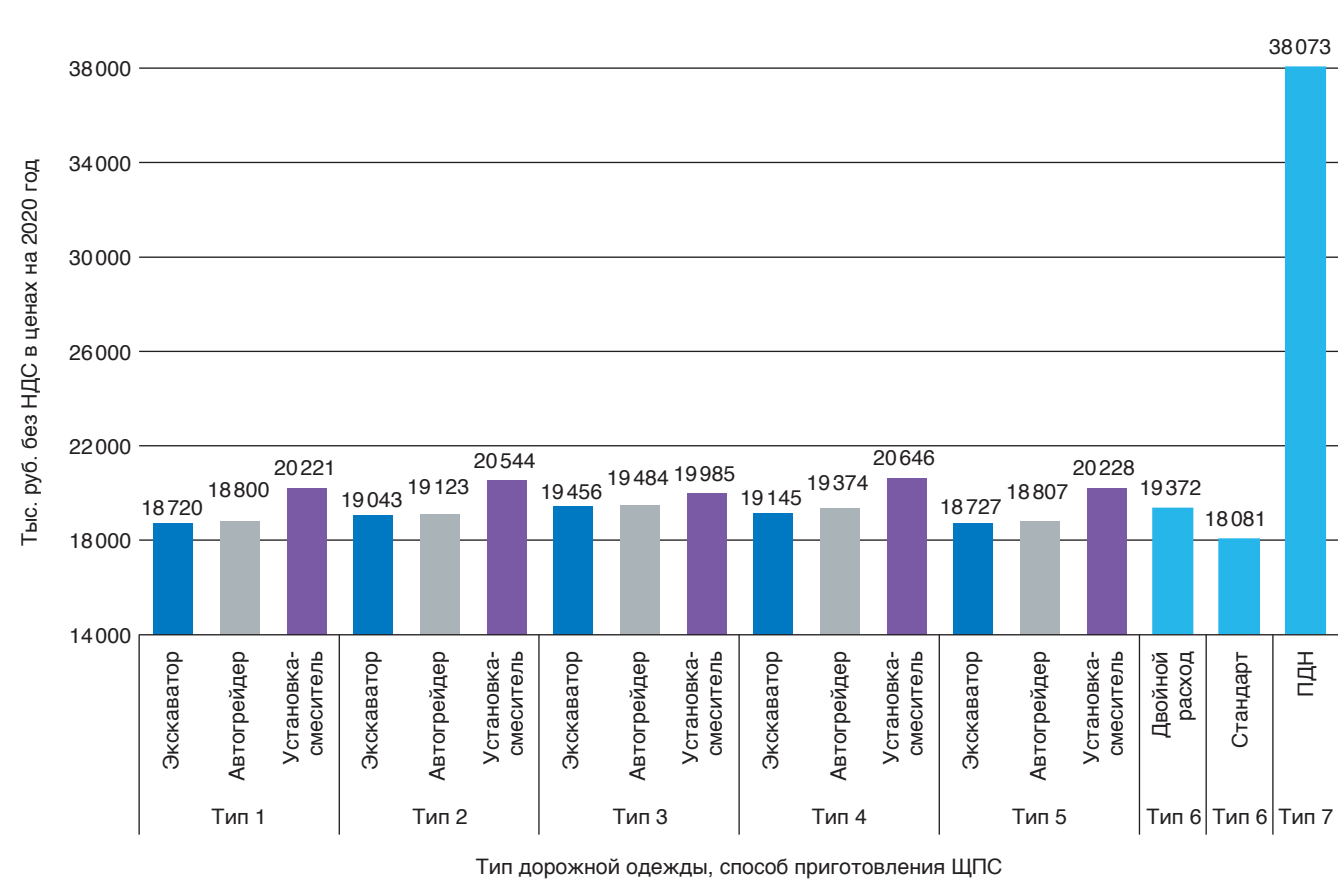


Рис. 6. Стоимость устройства дорожной одежды по типам для IV-в категории на 1 км

стандартный конструктив ДО из щебня, применяемый на Новопортовском НГКМ, – вариант 6. Стоимость устройства дорожной одежды 18 081 тыс. руб./км без НДС в ценах 2020 г. При этом необходимо отметить, что близкими по стоимости устройства являются также типы 1 и 5, соответственно 18 720 и 18 727 тыс. руб./км без НДС в ценах 2020 г. Наиболее дорогостоящим для автодорог III-в и IV-в категории является устройство ДО из железобетонных плит ПДН по типу 7 – вариант 8. Стоимость устройства ДО для автомобильных дорог III-в категории составляет 50 322 тыс. руб./км без НДС в ценах на 2020 г., IV-в категории – 38 073 тыс. руб./км без НДС в ценах на 2020 г. Менее затратным для автодорог III-в и IV-в категории с покрытием из ЩПС является перемешивание ее с помощью экскаватора. Незначительно дороже (до 2%) использования экскаватора перемешивание ЩПС автогрейдером. Наиболее дорогостоящим (от 2 до 9%) является перемешивание ЩПС в установке-смесителе по сравнению с экскаватором. При этом по определению изготовление ЩПС в смесительной установке должно давать более однородную и соответственно более качественную смесь по сравнению с прочими способами производства ЩПС на объектах строительства.

По нашему мнению, аналогично специфике грунтов Новопортовского НГКМ при выборе местного материала для изготовления ЩПС желательно отдавать предпочтение песку, разработанному гидронамывным способом. Гидронамывной песок обладает более высоким коэффициентом фильтрации, в среднем по Новопортовскому НГКМ 1,4 м/сут, в отличие от сухоройного, с лучшими значениями коэффициента фильтрации около 0,7 м/сут.

Выводы

1. Выявлены положительные и отрицательные стороны устройства ДО переходного типа из фракционированного щебня и ЩПС.
2. Разработаны конструкции ДО из ЩПС как альтернатива массово применяемой конструкции из фракционированного щебня при обустройстве нефтяных и газовых месторождений.
3. Выполнено технико-экономическое сравнение разработанных конструкций.
4. Доказаны техническая возможность и экономическая целесообразность применения ЩПС в конструкции дорожных одежд с приготовлением смеси на объектах нефтегазодобычи из местных материалов (песка).

5. Для проведения опытно-промышленных испытаний по определению реальных качественных и экономических показателей предложены технические решения с конструкциями наиболее перспективных типов ДО и способов изготовления ЩПС на объектах нефтегазодобычи. Данные исследования позволят с большей уверенностью говорить о технической и экономической целесообразности применения на объектах ПАО «Газпром нефть» ЩПС в качестве альтернативных фракционированному щебню и плитам материалов для устройства ДО.

В дальнейшем, полагаем, необходимо продолжить поиск оптимальных для районов Крайнего Севера материалов и технологий для устройства дорожных одежд. Одним из возможных векторов движения нам видится проработка типов ДО, сочетающих в себе ЩПС, изготовленных на месте производства работ, и укрепленных грунтов [6].

Список литературы

1. СП 34.13330.2012. Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85*: утвержден приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 30 июня 2012 г. № 266 и введен в действие с 01 июля 2013 г.: Дата введения 2013-07-01.
2. Белоусов Б.В., Гаврилов А.Н. Предложения по конструированию дорожных одежд с увеличенными сроками службы и выбору материалов для их устройства // Архитектура и строительство. – 2014. – № 5(127). URL: ids55.ru/ais/articles/events/2412-2014-10-14-05-29-51
3. Артемьев В.В., Бессараб Г.А. Влияние армирования щебеночных материалов георешеткой на воздействие сдвиговых нагрузок // Лесотехнический журнал. – 2016. – Вып. 4. – С. 127–133.
4. Шегельман И.Р., Васильев А.С. Перспективные решения в области использования щебня в промышленности // Инженерный вестник Дона. – 2020. – № 4. URL: http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/N4y2020/6400.
5. Корнишко А.Н. Особенности разработки и экспертизы проектно-сметной документации на сухоройные карьеры песка в районах вечной мерзлоты для обустройства нефтяных и газовых месторождений // Инженерный вестник Дона. – 2015. – № 4. URL: http://ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2015/3351
6. Долгодворов Р.Е., Смирнов А.П., Шываев А.Н., Тестешев А.А. Искусственный каменный материал из укрепленных грунтов как альтернатива привозному щебню и дорожным плитам // PRONEFT. Профессионально о нефти. – 2019 – № 4(14). – С. 56–62.

References

1. SP 34.13330.2012. Avtomobil'nye dorogi. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 2.05.02-85*: utverzhden prikazom Ministerstva regionalnogo razvitiya Rossiiskoi Federatsii (Minregion Rossii) ot 30 iyunya 2012 no 266 i vveden v deistvie s 01 iyulya 2013: Data vvedeniya 2013-07-01 [Set of Rules 34.13330.2012 Automobile roads]. Moscow, 2013. (in Russ.)
2. Belousov B.V., Gavrilov A.N. Proposals for the design of pavements with extended service life and the choice of materials for their construction. *Arhitektura i Stroitelstvo [Architecture and Construction of Russia]*. 2014, vol. 127, no. 5. Available at: ids55.ru/ais/articles/events/2412-2014-10-14-05-29-51 (accessed 25.09.2020). (in Russ.)
3. Artem'ev V.V., Bessarab G.A. Influence of reinforcement of crushed stone materials with a geogrid on the effect of shear loads. *Lesotekhnicheskii zhurnal [Forest Engineering Journal]*. 2016, no. 4, pp. 127–133. (in Russ.)
4. Shegelman I.R., Vasil'ev A.S. Prospective solutions in the use of crushed stone in industry. *Inzhenernyi vestnik Dona [Engineering journal of Don]*. 2020, no. 4. Available at: ivdon.ru/ru/magazine/archive/N4y2020/6400 (accessed 25.09.2020). (in Russ.)
5. Korkishko A.N. Features of the development and examination of design and estimate documentation for dry sand quarries in permafrost regions for the development of oil and gas fields. *Inzhenernyi vestnik Dona [Engineering journal of Don]*. 2015, no. 4. Available at: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2015/3351 (accessed 25.09.2020). (in Russ.)
6. Dolgodvorov 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. *PRONEFT*. 2019, vol. 14, no. 4, pp. 56–62. (in Russ.)

ОБОСНОВАНИЕ УДЕЛЬНОГО КРИТЕРИЯ
КОРРОЗИОННОГО ВЛИЯНИЯ
ПЛАСТОВЫХ СРЕД НА ЦИКЛИЧЕСКУЮ
ПРОЧНОСТЬ СТАЛЕЙ СКВАЖИННОГО
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Е.С. Юшин, к. т. н.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Электронный адрес: e_yushin@vniigaz.gazprom.ru

Приводится обоснование удельного коэффициента коррозионного влияния, рассматриваемого на единицу предела кратковременной прочности металла, с помощью которого возможно упрощенное максимально приближенное вычисление предела ограниченной выносливости сталей нефтегазового оборудования, работающего при циклических нагрузках, а также выполнение последующих ресурсных расчетов.

Ключевые слова: скважинное оборудование, надежность, коррозия, удельный критерий коррозионного влияния, минерализованная пластовая вода, циклическая прочность, технологический процесс, ограниченная выносливость стали, разрушение

SUBSTANTIATION OF THE SPECIFIC CRITERION FOR THE CORROSIVE EFFECT
OF FORMATION MEDIA ON THE CYCLIC STRENGTH OF STEEL OF DOWNHOLE EQUIPMENT

E.S. Yushin
Russian Research Institute for Natural Gases and Gas Technologies, Moscow

The article provides the substantiation of the specific coefficient of corrosion influence, considered per unit of the limit of short-term strength of the metal, with the help of which it is possible to simplify the most approximate calculation of the limited endurance limit of steels of oil and gas equipment operating under cyclic loads, as well as perform subsequent resource calculations.

Keywords: downhole equipment, reliability, corrosion, specific criterion of corrosion influence, saline formation water, cyclic strength, technological process, limited steel endurance, failure

DOI: 10.7868/S2587739920030088

ВВЕДЕНИЕ

Проблема коррозии скважинного бурового и нефтегазопромыслового оборудования является одной из наиболее значимых и определяющих в вопросах обеспечения надежности и работоспособности машин для осуществления различных технологических задач. Так как на промыслах высока доля скважинного оборудования, материально исполненного из металла, то доминирующим фактором сокращения его ресурса при эксплуатации в агрессивных многокомпонентных пластовых средах становится снижение прочностных показателей вследствие протекания химических процессов при контакте сталей с коррозионными флюидами. Скважинное технологическое оборудование эксплуатируется также в довольно тяжелых условиях нагружения, испытывая не только статические усилия, но и динамические, наиболее опасными из которых являются циклические воздействия. Совокупность коррозионного

влияния пластовых сред и циклических нагрузок ведет к еще более интенсивному понижению прочности, образованию локальных зон разупрочнения в элементах, как следствие – к развитию скрытых внутренних и видимых поверхностных дефектов металлов и в конечном итоге к неконтролируемому разрушению. Таким образом, видна несомненная актуальность работ, направленных на решение задач по обеспечению надежности технологического скважинного оборудования при циклическом нагружении в пластовых средах. Целью работы является обоснование удельного критерия коррозионного влияния пластовых сред на прочность сталей скважинного технологического оборудования. В задачи работы входит разработка расчетно-экспериментального подхода для упрощения получения пределов ограниченной выносливости металла при требуемом уровне минерализации с целью дальнейшего осуществления мониторинга за текущим техническим состоянием объекта.

ОБОРУДОВАНИЕ, МАТЕРИАЛЫ
И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью определения влияния агрессивных скважинных флюидов на циклическую прочность металлов погружного технологического оборудования были выбраны стали (углеродистая сталь 45, хромистая сталь 40Х и хромо-молибденовая высококачественная сталь 30ХМА) для изготовления серий образцов в соответствии с ГОСТ 25.502-79, подготовлены минерализованные пластовые среды Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений (Республика Коми), выбрана испытательная стандартная установка МУИ-6000 с дополнительной камерой для подачи коррозионного агента, разработана методика экспериментов [1] и проведены опытные работы.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ
ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Оценка влияния коррозионных минерализованных пластовых вод на прочностные показатели сталей выполняется на основе результатов исследований, представленных в работе [2]. В табл. 1 приведены результаты исследований образцов металлов диаметром 10 мм. Из табл. 1 видно, что предел выносливости сталей в сухом воздухе составил $0,492 \div 0,513$ от предела кратковременной прочности σ_B , определенного по результатам твердометрии [2] в соответствии с ГОСТ 22761-77. Экспериментальные результаты сравнили с расчетными значениями, полученными из эмпирического выражения С.Л. Жукова [3]. При этом формула для расчета критерия σ_{-1}/σ_B с учетом зависимости С.Л. Жукова получила вид, МПа

$$\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} = 0,27 + 185 \cdot \sigma_B^{-1} \tag{1}$$

Как видно из табл. 1, экспериментальные значения критерия σ_{-1}/σ_B вполне соответствуют расчетным. Относительная ошибка для стали 45 не превысила 7,0%, для стали 40Х оказалась равной 4,0%, а для стали 30ХМА составила 4,1%, что свидетельствует о корректности проведенных испытаний. Из табл. 1 также видно, что предел ограниченной выносливости сталей на базе 10^7 циклов при испытаниях под воздействием пластовой воды Усинского нефтяного месторождения составил $0,12 \div 0,17$ от σ_B , под воздействием пластовой воды Западно-Тэбукского нефтяного месторождения – $0,11 \div 0,15$ от σ_B . Это свидетельствует о сильном влиянии минерализованной среды на структуру сталей при циклических нагрузках. Их выносливость в условиях эксперимента снизилась практически на 80–90% от первоначальной.

ПОЛУЧЕННЫЕ ЭМПИРИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ
Позволяют приближенно оценить предел
ограниченной выносливости сталей через
известный предел кратковременной прочности
материала в минерализованных средах.

Более минерализованная и содержащая в своем составе больше минеральных солей при практически одинаковом насыщении кислородом пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения снижает предел выносливости сталей на $10 \div 20$ МПа больше по сравнению с пластовой водой Усинского нефтяного месторождения.

Таблица 1. Результаты исследований образцов металлов диаметром 10 мм

Марка стали	Предел кратковременной прочности σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Предел выносливости в сухом воздухе σ_{-1} , МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}$			$\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{Ус}}$, МПа	$\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{ЗТ}}$, МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1\text{нор.}}}{\sigma_B}$	
				Результаты испытаний	Результаты по С.Л. Жукову	Относительная ошибка, %			$\frac{\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{Ус}}}{\sigma_B}$	$\frac{\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{ЗТ}}}{\sigma_B}$
45	663	468	340	0,513	0,549	7,0	81	72	0,12	0,11
40Х	747	561	371	0,497	0,517	4,0	112	96	0,15	0,13
30ХМА	776	603	382	0,492	0,512	4,1	127	114	0,17	0,15
Примечание. $\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{Ус}}$, $\sigma_{-1\text{нор.}}^{\text{ЗТ}}$ – предел ограниченной выносливости сталей в среде пластовых вод Усинского (Ус) и Западно-Тэбукского (ЗТ) нефтяных месторождений, МПа.										

ОБОСНОВАНИЕ УДЕЛЬНОГО КРИТЕРИЯ КОРРОЗИОННОГО ВЛИЯНИЯ

Коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей по результатам механических испытаний при минерализации M , г/л рассчитывался по известной зависимости [4]:

K_{кор.} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1кор.}}, (2)

где $\sigma_{-1кор.}$ – предел ограниченной выносливости стали при испытании в среде пластовых вод, МПа; σ_{-1} – предел выносливости стали в сухом воздухе, МПа. Соответственно, чем больше коэффициент $K_{кор.}$, тем выше степень коррозионного влияния на снижение усталостной прочности сталей. Расчетные коэффициенты $K_{кор.}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на усталостную прочность сталей представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, по мере повышения прочности стали (табл. 1) коэффициент $K_{кор.}$ коррозионного влияния среды снижается, что свидетельствует о повышении сопротивления стали

усталостному разрушению, причем в среде с более высокой минерализацией и насыщенно-стью кислородом (Западно-Тэбукское нефтяное месторождение) это влияние более активно, но для разных сталей эта активность различна. Так, для стали 45 изменение минерализации с 79,5 до 129,2 г/л снижает сопротивляемость усталостному разрушению в 1,2 раза (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 20%), а для сталей 40Х и 30ХМА это снижение составляет соответственно 1,17 (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 17%) и 1,11 (увеличение коэффициента $K_{кор.}$ на 11%) раз. Таким образом, сопротивляемость усталостному разрушению выше для сталей с большей прочностью. В табл. 3 представлены значения предложенных удельных коэффициентов $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния, которые определены на единицу прочности σ_B анализируемых сталей для растворов NaCl и пластовых вод различной минерализации Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений. Эти значения определялись по формуле

\delta K_{кор.} = \frac{K_{кор.}}{\sigma_B}. (3)

Полученные результаты сравнили с ранее проведенными коррозионно-усталостными испы-

таниями [5] для стали марки 40ХН перлитно-ферритного структурного состояния с различными значениями предела кратковременной прочности ($\sigma_B = 705$ МПа; $\sigma_B = 785$ МПа) в водах, минерализованных NaCl, при уровне $M = 79,5$ и $129,2$ г/л (табл. 3).

После проведения аналогичных расчетов при соответствующих значениях минерализации (табл. 3) выборки смешали и построили совместные графики. Зависимость изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния от предела кратковременной прочности σ_B сравниваемых сталей представлена на рис. 1.

На этих графиках показано, как совмещенные выборки различаются высокой теснотой стохастической связи: коэффициенты аппроксимации в обоих случаях составляют более $R^2 = 0,98$. Это свидетельствует о достоверности и корректности выполненных исследований, а также предложенного метода анализа.

По результатам, представленным в табл. 3 (темные точки графика), и проведенным расчетам для стали 40ХН (светлые точки графика) найдены зависимости изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния от предела кратковременной прочности σ_B сталей и получены функции их изменения в условиях разных пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

\sigma_B = -55,094 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 987,75; (4)

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

\sigma_B = -49,036 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор.} + 994,60. (5)

Значения удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния из формул (4) и (5) для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

\delta K_{кор.}^{Ус} = \frac{987,75 - \sigma_B}{55\,094}; (6)

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

\delta K_{кор.}^{ЗТ} = \frac{994,60 - \sigma_B}{49\,036}; (7)

Таким образом, зная значение удельного коэффициента $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния, появляется возможность вывода аналитической зависимости для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$ любых марок сталей в рассмотренном диапазоне прочностей в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Для этого воспользуемся примерной зависимостью, рекомендованной в ГОСТ 25.504-82 [4], для расчета предела выносливости сталей σ_{-1} , МПа, через известный предел кратковременной прочности σ_B , МПа, в случае отсутствия экспериментальных данных:

\sigma_{-1} = (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B. (8)

Сравним рассчитанные значения, полученные из выражения (8), с экспериментальными данными, приведенными в табл. 3. Оказалось, что относительная ошибка при вычислении предела выносливости металла по формуле (8) для стали 45 не превысила 6,0%, для стали 40Х оказалась равной 4,5%, а для стали 30ХМА составила 4,2% при среднем значении 4,9%.

Учитывая среднюю относительную ошибку 4,9%, вводим поправочный коэффициент, равный 1,05, и получаем модифицированное уравнение для расчета предела усталостной прочности σ_{-1} , МПа, стали с учетом экспериментальных данных:

\sigma_{-1} = 1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B. (9)

Вычислив по формулам (6) и (7) для необходимой марки стали по пределу кратковременной прочности σ_B удельный коэффициент $\delta K_{кор.}$ коррозионного влияния и по формуле (9) предел усталости σ_{-1} , рассчитываем значение предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор.}$, МПа, для рассматриваемых сталей в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений

\sigma_{-1кор.} = \frac{\sigma_{-1}}{\delta K_{кор.} \cdot \sigma_B}. (10)

Учитывая (6), (7) и (9), получаем выражения для определения предела ограниченной выносли-

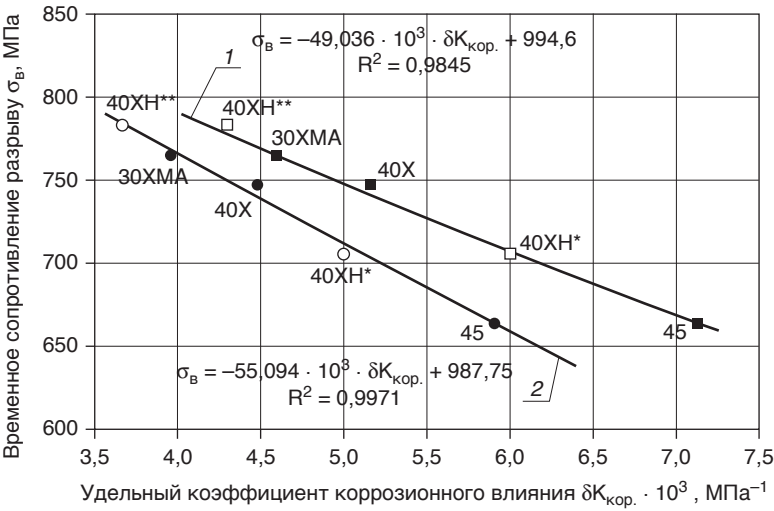


Рис. 1. Зависимость изменения удельного коэффициента коррозионного влияния от предела кратковременной прочности сравниваемых сталей 1 – Западно-Тэбукское нефтяное месторождение; 2 – Усинское нефтяное месторождение. Светлые точки – расчетные значения для стали 40ХН по исследованиям [5]; темные точки – результаты, полученные по сталям 45, 40Х и 30ХМА

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ АНАЛИЗ КЕРНА» НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «САРКАЛА»

**В.В. Морозов¹, С.И. Мельников¹, С.А. Идрисова¹, О.Ю. Савельев⁴,
А.У. Серебрянская⁴, А.В. Билинчук², Е.В. Загребельный³**

¹ Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), ² «Газпром нефть»,
³ ООО «ГПН-Оренбург», ⁴ Газпром нефть Мидл Ист Б.В.

Электронный адрес: melnikov.si@gazpromneft-ntc.ru

Описаны результаты комплексной программы исследования керна месторождения Саркала, представленного низкопроницаемыми карбонатными породами, а также опробования новой технологии «Цифровой анализ керна» (Digital Rock Physics – DRP). Реализация программы позволила получить необходимую информацию о породе-коллекторе, исследование которого стандартными методами затруднено, а также сократить сроки получения результатов без увеличения бюджета. Все полученные данные использованы при обосновании стратегии разработки месторождения.

Ключевые слова: цифровой керн, лабораторные исследования, определение ФЕС

DIGITAL CORE TECHNOLOGY APPLICATION AT SARQALA FIELD

**V.V. Morozov¹, S.I. Melnikov¹, S.A. Idrisova¹, O.Yu. Savelev⁴, A.U. Serebryanskaya⁴,
A.V. Bilinchuk², E.V. Zagrebelniy³**

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, ² Gazprom Neft, ³ LLC «GPN Orenburg», Orenburg,
⁴ GAZPROM NEFT MIDDLE EAST B.V.

An integrated laboratory study of low permeable carbonate reservoir (dolomitic limestones, Sarqala field) included a digital rock (DR) workflow that accelerated the time to complete the core analysis program, in a case when the standard is ineffective. All these data were used to justify the field development strategy.

Keywords: digital rock, laboratory studies, filtration properties evaluation

DOI: 10.7868/S258773992003009X

ВВЕДЕНИЕ

В статье представлен опыт компании Gazprom neft Middle East B. V. (ГПН МИ), полученный при реализации комплексной программы исследования керна месторождения Саркала. В частности, описаны ключевые этапы проекта и результаты опробования новой технологии «Цифровой анализ керна» (Digital Rock Physics – DRP). Реализация программы позволила получить необходимую информацию о породе-коллекторе, исследование которого стандартными методами затруднено, а также сократить сроки получения результатов без увеличения бюджета. Все полученные данные использованы при создании геолого-гидродинамической модели и обновлении стратегии разработки месторождения.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Месторождение Саркала расположено в юго-западной части Курдского автономного района, на р. Ирак, в пределах предгорного бассейна Загрос. На территории бассейна сохраняется активный

тектонический режим с продолжающимися коллизионными движениями, и как следствие геологические объекты, в том числе и на месторождении Саркала, характеризуются аномально высоким пластовым давлением 72,8 МПа (коэффициент аномальности 1,96) и температурой 120 °С. Современный структурный облик бассейна определяют складчато-надвиговые дислокации, развитие многочисленных разломных нарушений и систем трещин. Месторождение Саркала приурочено к поднадвиговой антиклинальной складке, вытянутой с северо-запада на юго-восток, осложненной разломами. Линейные размеры залежи на уровне принятого водонефтяного контакта составляют 19 и 4 км соответственно. Основной объект разработки – пласт Jeribe-U.Dhiban, стратиграфически приурочен к ранне- и среднмиоценовым отложениям. Средняя глубина залегания объекта 3650 м. Породы коллектора представлены известняками различной степени доломитизации, доломитами и прослоями ангидритов. Коллектор пласта Jeribe-U.Dhiban представляет собой классический трещинно-поровый коллектор, в котором все запасы находятся в низкопроницаемой матрице, а трещины служат каналами

востии сталей через коэффициент $K_{кор}$, коррозионного влияния для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения

$\sigma_{-1кор.}^{Ус}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{Ус} = \frac{31\,816,78 - 5,78 \cdot \sigma_B}{987,75 - \sigma_B}; \quad (11)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения

$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$, МПа

$$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ} = \frac{28\,318,29 - 4,90 \cdot \sigma_B}{994,60 - \sigma_B}. \quad (12)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, полученные эмпирические зависимости (11) и (12) позволяют приближенно оценить предел ограниченной выносливости сталей через известный предел кратковременной прочности материала в минерализованных

Список литературы

1. Бынов И.Ю., Юшин Е.С. Методика оценки влияния пластовых вод на усталостную прочность насосно-компрессорных труб // Инженер-нефтяник. – 2014. – № 3. – С. 36–42.
2. Юшин Е.С. Оценка коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах: Дис. ... канд. техн. наук / Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2015. – 190 с.
3. Степнов М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: справочник / М.Н. Степнов, А.В. Шаврин. – М.: Машиностроение, 2005. – 488 с.
4. ГОСТ 25.504-82. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости. – Введ. 1983-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 55 с.
5. Северинчик Н.А. Долговечность и надежность геологоразведочных бурильных труб [Текст] / Н.А. Северинчик, Б.В. Копей. – М.: Недра, 1979. – 176 с.
6. Бынов И.Ю., Юшин Е.С. Мониторинг коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 34–40.
7. Юшин Е.С. Комплексная методика оценки текущего технического состояния нефтегазопромыслового оборудования по развитию трещиноподобных дефектов при циклическом деформировании в агрессивных средах // Вестник машиностроения. – 2019. – № 6. – С. 11–16.

References

1. Bykov I.Yu., Yushin E.S. Method of estimation of fatigue strength steels for tubing under the influence of brine water. *Inzhener-neftyanik*. 2014, no. 3, pp. 36–42. (In Russ.)
2. Yushin E.S. *Otsenka korrozionno-ustalostnogo sostoyaniya nasosno-kompressornykh trub v mineralizovannykh sredakh*. Diss. kand. tekhn. nauk [Evaluation of the corrosion-fatigue state of tubing in mineralized environments. Cand. tech. sci. diss.]. Ukhta, 2015. 190 p.
3. Stepnov M. N., Shavrin A. V. *Statisticheskie metody obrabotki rezul'tatov mekhanicheskikh ispytaniy: spravochnik* [Statistical methods for processing the results of mechanical tests]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2005. 488 p.
4. GOST 25.504-82. *Raschety i ispytaniya na prochnost'. Metody rascheta kharakteristik soprotivleniya ustalosti* [State Standard 25.504-82. Calculations and strength tests. Methods for calculating fatigue resistance characteristics]. Moscow, Izdatel'stvo standartov, 2005. 55 p.
5. Severinchik H. A., Kopei B.V. *Dolgovechnost' i nadezhnost' geologorazvedochnykh buril'nykh trub* [Durability and reliability of exploration drill pipe]. Moscow, Nedra Publ., 1979. 176 p.
6. Bykov I.Yu., Yushin E.S. Monitoring of corrosion fatigue condition of tubing in mineralized environments. *Inzhener-neftyanik*. 2015, no. 2, pp. 34–40. (In Russ.)
7. Yushin E.S. Comprehensive method of assessment of the current technical state of oil and gas equipment with respect to the development of crack-like defects at cyclic deformation in aggressive environments. *Vestnik mashinostroeniya [Russian Engineering Research]*. 2019, no. 6, pp. 11–16. (In Russ.)

доставки флюидов к забоям скважин. Матрица характеризуется средней пористостью 12% и крайне низкой проницаемостью (среднее значение газопроницаемости $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², фазовая проницаемость для нефти $0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Емкость системы трещин составляет порядка 0,06%, проницаемость достигает 1 мкм². Нефть на месторождении легкая с плотностью 826 кг/м³, маловязкая – 0,24 мПа·с, ГФ – 308 м³/м³ и с давлением насыщения 30,7 МПа. На начальном этапе из необходимых материалов для геологического анализа месторождения были доступны только данные ГИС по двум скважинам и 8 образцам керна, отобранные при помощи бокового грунтоноса. Выборка образцов выполнена неравномерно и покрывала всего 30% мощности продуктивного объекта. Размер и степень сохранности данных образцов не позволяли выполнить минимально необходимый комплекс исследований. Соответственно при создании петрофизической, геолого-гидродинамической моделей, а также в ходе предварительного проектирования разработки месторождения, оценки КИН использовались данные по ближайшим месторождениям-аналогам и среднестатистические значения по ближневосточному региону. Следует отметить, что хороших аналогов рассматриваемого объекта найдено не было, так как для региона характерна высокая изменчивость ФЕС как по латерали, так и по вертикали, вследствие значительных преобразований пород-коллекторов в ходе различных постседиментационных процессов. Учитывая вышеизложенные факты, было принято решение об отборе полноразмерного керна и проведении расширенного комплекса исследований. Результаты планировалось использовать для решения широкого комплекса задач: интерпретации методов ГИС (в том числе специальных, таких как ЯМК, имиджеры и т.п.), построения геолого-гидродинамической модели, оценки устойчивости ствола скважины во время бурения и эксплуатации, подбора оптимальной перфорационной системы и планирования стимуляции.

ПРОГРАММА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА СКВАЖИНЫ САРКАЛА-2

Первоначальная программа лабораторных исследований керна была разделена на два этапа. Первый этап включал линейные, рутинные и литологические исследования, которые направлены на изучение литогенетических особенностей коллектора, получение первичных знаний о строении пустотного пространства и фильтрационно-емкостных характеристиках породы. Второй этап выполнения работ предусматривал проведение специальных исследований керна:

экспериментальное изучение петрофизических, фильтрационных и механико-прочностных свойств пород. Решение по итоговому комплексу работ второго этапа принималось на основании результатов исследований первого этапа.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПЕРВОГО ЭТАПА РАБОТ

В соответствии со стандартной практикой на первом этапе сотрудниками ГПН МИ осуществлялась приемка керна с выездом в лабораторию подрядчика. Полноразмерный керн сканировался с использованием компьютерного томографа для контроля качества отобранного материала, визуализации текстурных и структурных особенностей, выделения зон неоднородностей и корректной привязки по разрезу. Процесс сканирования проходил без изъятия кернового материала из тубусов, что обеспечило сохранность первичного состояния керна. Далее последовательно проведены литологическое описание керна, гамма-спектрометрия, замер профильной проницаемости, фотографирование керна в дневном и ультрафиолетовом свете. Совместно со специалистами Департамента геологической поддержки проектов и экспертом в области литологии карбонатных отложений Научно-технического центра были намечены участки для отбора образцов. При выборе зон учитывались литологический состав, изменчивость физических свойств, характер насыщения изучаемых пород, при этом соблюдалась равномерность выборки (с частотой не менее 3 образцов на 1 м вынесенного керна в однородных интервалах и не менее 5 образцов с 1 м вынесенного керна в интервалах, представленных чередованием различных литотипов). Литологические исследования проводились с привлечением широкого набора доступных инструментов: петрографическое описание шлифов, изучение вещественного состава (XRD), определение карбонатности, применение растровой электронной микроскопии и послойное детальное описание. В результате проведена типизация пород по литологическим признакам, дана оценка структурным и текстурным характеристикам, описаны особенности пустотного пространства, выполнен парагенетический анализ и восстановлены условия осадконакопления. Рутинные исследования выполнены в соответствии с первичной программой. В ходе работ определены насыщенность *in situ*, пористость, газопроницаемость и распределение пор по размеру. Согласно результатам, большая часть отобранных образцов имеет слабопроницаемую матрицу, структура порового пространства представлена микро- и нанопорами, что коррелирует с результатами литогенетического анализа – представленный керн преимущественно сложен мадстоунами и вакстоунами [2].

По результатам замеров пористости и проницаемости на керне выделены три группы образцов (пород-коллекторов). Первая группа объединяет большинство (70%) образцов с проницаемостью $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², вторая по величине группа (23%) вмещает образцы с проницаемостью $1^{-3} \cdot 10^{-3}$ мкм², доля образцов с проницаемостью более $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляет всего 7%. По результатам геологического моделирования доля коллекторов с проницаемостью $0,1^{-1} \cdot 10^{-3}$ мкм² в пласте составляет 44%, $1^{-3} \cdot 10^{-3}$ мкм² – 40%, более $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 16%. Технические возможности современного лабораторного оборудования, используемого для проведения потоковых исследований, не позволяют изучать образцы с газопроницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², образцы с проницаемостью $1^{-3} \cdot 10^{-3}$ мкм² исследовать возможно, но длительность подготовки и лабораторного эксперимента достигает 7 мес. При проведении экспериментов в лаборатории существует ограничение и по максимально достижимым рабочим давлению и температуре (верхний предел 65 МПа и 100 °С). Указанные пределы не соответствуют пластовым условиям изучаемого объекта. Одним из следствий ограничений является невозможность в рамках потокового эксперимента воссоздать свойства пластовой нефти (крайне низкую вязкость) месторождения Саркала. Совокупность описанных обстоятельств существенно снижает объем и надежность экспериментальных данных, необходимых для построения геолого-гидродинамической модели (капиллярные давления, фазовые проницаемости и значения остаточной нефтенасыщенности). Следовательно, в результате реализации запланированной лабораторной программы около 44% объема коллектора оставались бы не охарактеризованными потоковыми исследованиями, а для 40% качество данных было бы низким.

РЕАЛИЗАЦИЯ ВТОРОГО ЭТАПА РАБОТ – ЦИФРОВОЙ КЕРН

Сформировались предпосылки для пересмотра программы второго этапа лабораторных исследований и поиска современных технических методов получения необходимой информации. Для решения возникшей задачи в программу был интегрирован дополнительный блок работ – цифровой анализ керна (DRP) [3]. В настоящее время в индустрии данная технология используется для моделирования процессов, которые невозможно или затруднительно воспроизвести в лаборатории с применением стандартного оборудования, например:

- потоковые исследования низкопроницаемых пород;

- воссоздание экстремальных пластовых условий (высокие давления, температуры);
 - изучение поведения нестандартных флюидов (очень легкие, маловязкие нефти, газоконденсатные смеси);
 - необходимость многократного повторения различных исследований на одном и том же образце для тестирования различных методов увеличения нефтеотдачи.
- Важным преимуществом технологии DRP является возможность сокращения сроков реализации и стоимости программ по исследованию керна. При проведении цифровых симуляций физико-химических процессов (в том числе стационарной фильтрации двухфазного потока) принципиальное значение имеет степень соответствия структурно-текстурных особенностей порового пространства модели настоящим (физическим) особенностям изучаемой породы. Процесс создания цифрового двойника включает три этапа: подготовка образца горной породы к сканированию рентгеновским микротомографом высокого разрешения, сканирование и воссоздание трехмерного каркаса, настройка микроскопической геометрии и текстурных особенностей пор с помощью данных растровой электронной микроскопии и энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии. Непосредственно в расчете используются цифровой двойник, модель смачиваемости и модель пластовых флюидов. Достоверность созданной трехмерной модели контролируется сравнением значений пористости, проницаемости и минералогической плотности физических образцов и цифровой модели. Результаты расчетов выборочно проверяются данными реальных экспериментов.

ВПЕРВЫЕ В ПЕРИМЕТРЕ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» АПРОБИРОВАНА ТЕХНОЛОГИЯ DRP, КОТОРАЯ ПОЗВОЛИЛА ОХАРАКТЕРИЗОВАТЬ НИЗКОПРЕНИЦАЕМУЮ ЧАСТЬ КОЛЛЕКТОРА В УСЛОВИЯХ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПЛАСТОВЫМ.

В настоящее время в индустрии отсутствует единая методика подготовки, проведения и контроля качества экспериментов на цифровом керне. С целью корректной интеграции новой технологии в стандартную программу исследования керна применен подход, основная идея которого (рис. 1) заключалась в фокусировании технологии DRP на образцы с проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², а относительно хорошо проницаемые коллекторы предусматривалось изучить с помощью стандартных лабораторных методов. Для контроля качества результатов моделирования три образца планировалось изучить как с помощью цифрового

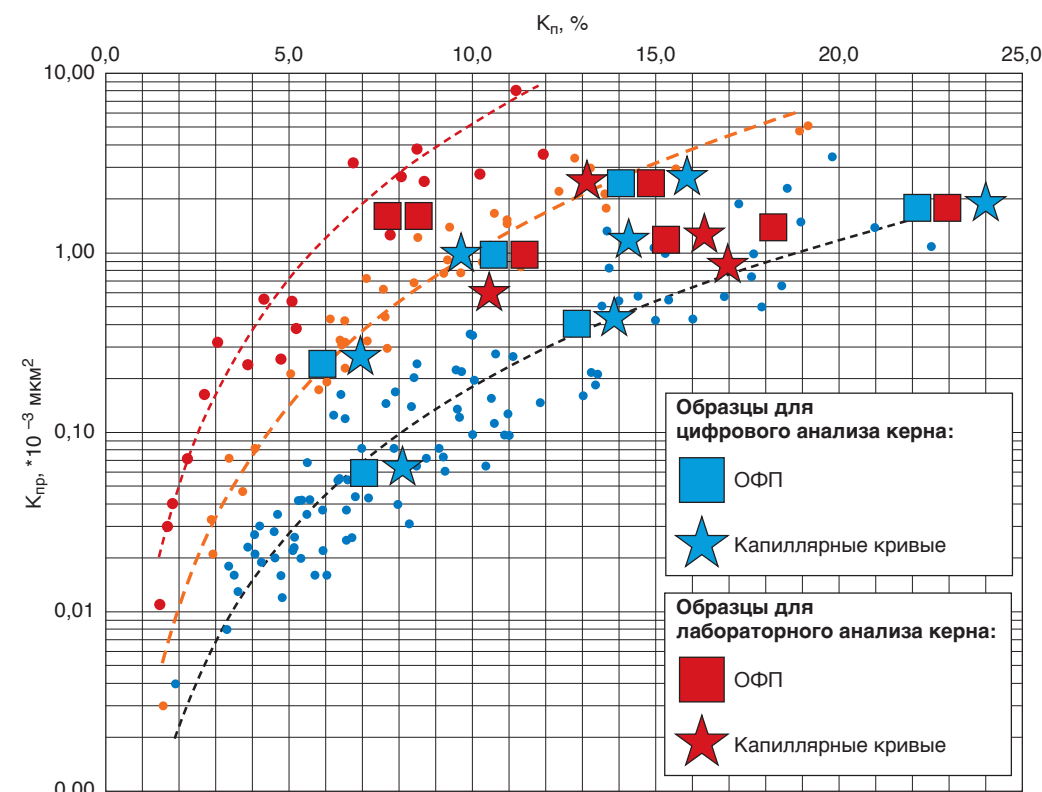


Рис. 1. Зависимость K_p/K_{pr} по керну с отметками образцов, выбранных для специальных исследований

керна, так и прямыми лабораторными экспериментами. Таким образом, разработанный подход к выборке образцов позволил охватить исследованиями все типы коллекторов, при этом имелась возможность прямого сопоставления результатов моделирования с реальными данными. Рассмотрим процесс создания цифрового двойника на примере двух образцов – 10В и 67В. В качестве базового инструмента реконструкции матрицы породы используется компьютерная рентгеновская микротомография, которая проводится на мини-образцах длиной ~1 см и диаметром ~0,8 см. Переход от масштаба стандартных образцов длиной 6 см и диаметром 3,8 см к масштабу мини-образцов с сохране-

нием единых фильтрационных характеристик выполнялся последовательно: из стандартных цилиндрических образцов отбирались 7-мм суб-образцы породы, далее из суб-образцов изготавливались мини-образцы подходящего для сканирования размера (табл. 1). На основе слайсов, полученных при микротомографии, восстановлен цифровой каркас изучаемого коллектора. Вследствие разрешающей способности микротомографа созданные модели не учитывали нанопоры. Геометрия нанопорового пространства изучена и добавлена в модель за счет использования результатов растровой электронной микроскопии (РЭМ 500 нм) и энергодисперсионной рентгеновской спектроскопии (РЭМ 30 нм), проведенных на торцах

Таблица 1. Рутинные свойства образцов 67В и 10В

	Параметры	Стандартный образец	Суб-образец	Мини-образец
67В	Длина, $\cdot 10^{-2}$ м	5,31	1,78	1,05
	Диаметр, $\cdot 10^{-2}$ м	3,82	3,82	0,69
	Плотность, кг/м ³	2840	2840	2830
	Пористость, д.ед.	0,153	0,1572	0,1562
	Проницаемость по газу, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	1,22	–	0,72
10В	Длина, $\cdot 10^{-2}$ м	6,621	1,633	1,14
	Диаметр, $\cdot 10^{-2}$ м	3,753	3,784	0,684
	Плотность, кг/м ³	2850	2840	2840
	Пористость, д.ед.	0,1495	0,159	0,1576
	Проницаемость по газу, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	2,742	–	2,466

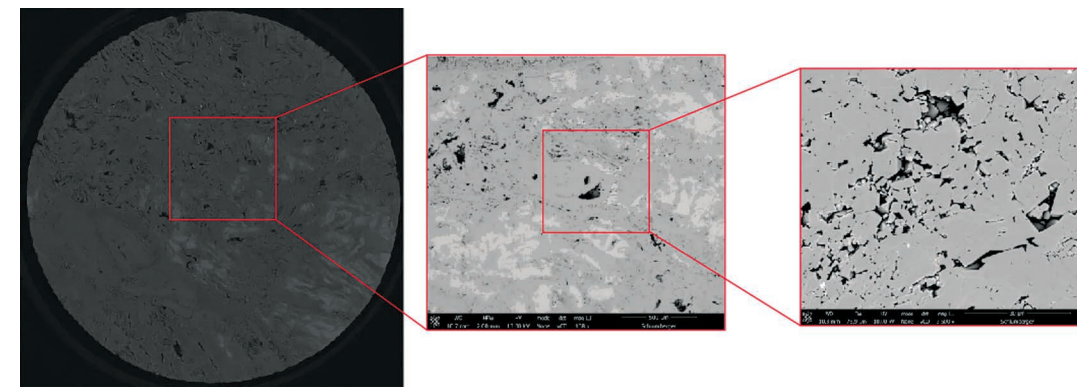


Рис. 2. Последовательность исследований матрицы образцов при создании модели цифрового керна (Микро КТ, РЭМ 500 нм и РЭМ 30 нм)

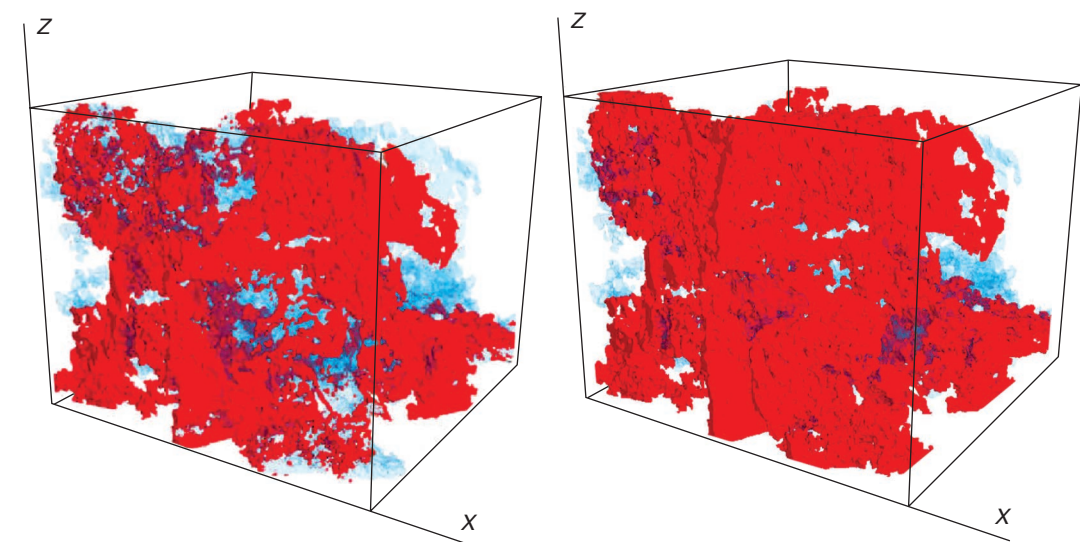


Рис. 3. Цифровая модель керна. Образцы 67В и 10В. Красные – поры, вмещающие нефть, синие – поры, вмещающие воду

мини-образцов. (рис. 2). Адекватное соответствие финальных цифровых моделей материнским образцам контролировалось через постоянные замеры пористости, проницаемости и минералогической плотности как на этапе подготовки образцов для сканирования, так и непосредственно перед проведением цифровых симуляций потоковых экспериментов. Моделирование фильтрации двухфазного потока нефть–вода и определение капиллярных свойств выполнялось в соответствии с методологией, применяемой для аналогичных лабораторных экспериментов (рис. 3). В случае месторождения Саркала, когда пластовые условия невозможно воспроизвести в лаборатории, для контроля качества моделей также выполнялись расчеты в условиях, аналогичных условиям живого эксперимента. Сравнение эксперимент-модель для образцов 10В и 67В приведено на рис. 4. В целом стоит отметить, что достигнута достаточно высокая сходимость между расчетом и результатами реального лабораторного эксперимента. Всего в рамках работ создано пять цифровых моделей керна, результаты исследований приведены на рис. 5.

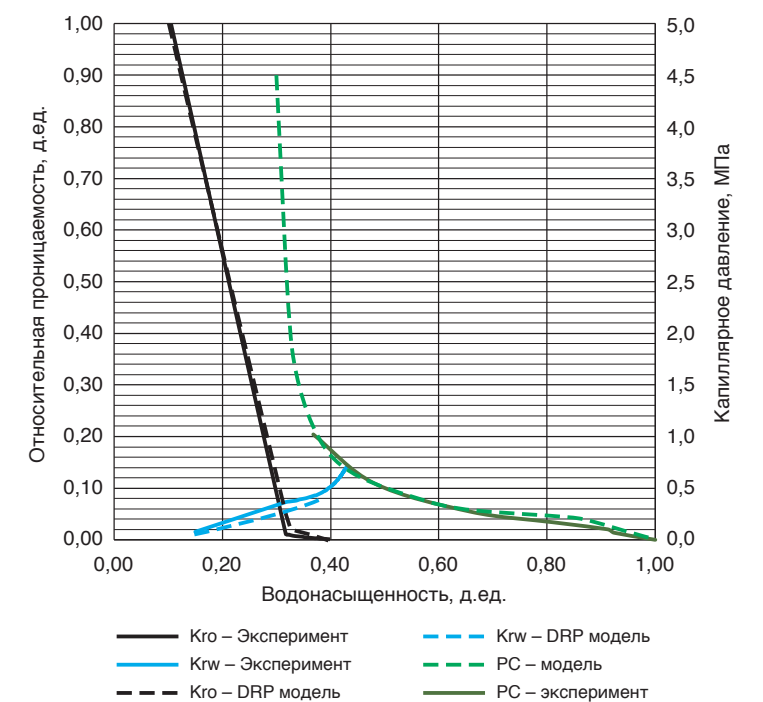


Рис. 4. Сопоставление результатов лабораторных экспериментов с результатами DRP расчетов (относительные фазовые проницаемости система нефть–вода, капиллярметрия методом полупроницаемых мембран)

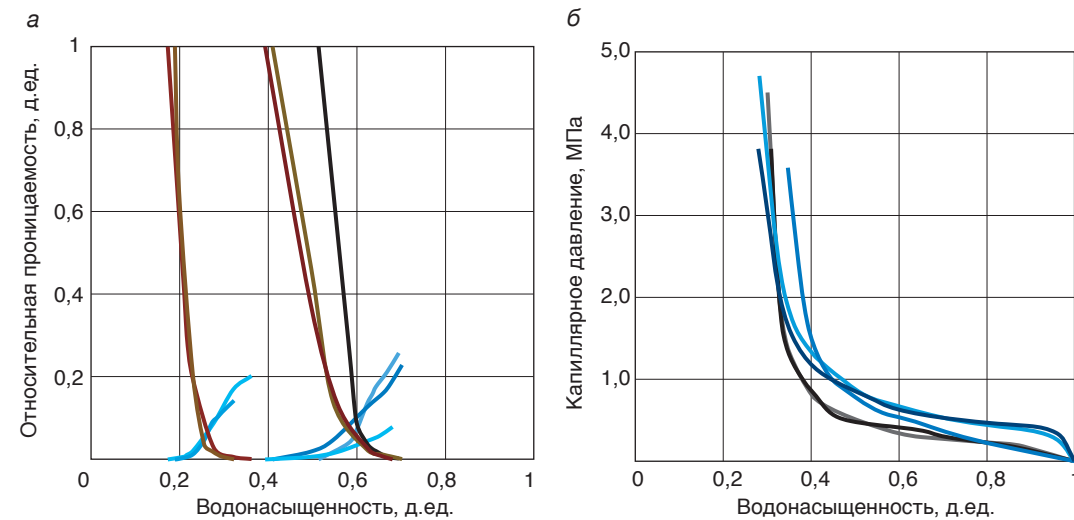


Рис. 5. Результаты DRP исследований для 6 образцов
(а – относительные фазовые проницаемости система нефть-вода, б – кривые капиллярного давления)

ВНЕДРЕНИЕ НА ПРАКТИКЕ

На показатели разработки карбонатных месторождений важнейшее влияние оказывают фильтрационные свойства матрицы и системы трещин. Совокупную проницаемость системы позволяют оценить гидродинамические исследования скважин, которые показали преимущественное влияние высокопроницаемых трещин на продуктивность скважин. Однако фильтрационные свойства матричных блоков оставались неизвестными, что напрямую влияет на темпы падения добычи и коэффициент извлечения нефти. С другой стороны, необходимо понимание, насколько фазовые проницаемости по нефти и воде отличаются от абсолютных, что определит динамику прорыва воды и эффективность применения методов повышения нефтеотдачи. До начала реализации программы исследования керна все исходные данные для гидродинамического моделирования (ГДМ) использовались по аналогии с ближайшими месторождениями региона, а данные для коллектора с проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² отсутствовали. Анализ чувствительности к различным параметрам матричных блоков, проведенный на ГДМ, показал, что разброс в накопленной добыче может быть огромным,

соответственно проектирование разработки велось в большом коридоре неопределенностей. Полученные результаты комплексного анализа керна (как лабораторных исследований, так и DRP) позволили оценить фильтрационные характеристики коллектора во всем диапазоне проницаемостей, интеграция новых данных позволила существенно уменьшить различие между минимальной и максимальной оценкой геологических и извлекаемых запасов.

ВЫВОДЫ

1. Впервые в периметре группы компаний «Газпром нефти» апробирована технология DRP, которая позволила охарактеризовать низкопроницаемую часть коллектора в условиях, соответствующих пластовым, что невозможно осуществить на стандартном лабораторном оборудовании.
2. Технология DRP как составная часть полномасштабной программы по исследованию керна позволила снизить общую продолжительность работ на 30%.
3. Результаты DRP позволили повысить прогнозную способность ГДМ, которая подтвердилась бурением и запуском новой скважины.

Список литературы

1. Aqrabi A.A.M., Goff J.C., Horbury A.D., Sadooni F.N. The petroleum geology of Iraq. Scientific Press Ltd., PO Box 21, Beaconsfield, Bucks, HP9 1NS, UK, 2010.
2. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of carbonate rocks / American Association of Petroleum Geologists Memoir. 1. P. 108–121.
3. Koroteev D., Dinariev O., Evseev N. et al. Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock // Petrophysics. V. 55, No. 3. August. 2014.

References

1. Aqrabi A.A. M., Goff J.C., Horbury A.D., Sadooni F.N. *The Petroleum Geology of Iraq*. Beaconsfield, Scientific Press Ltd., 2010. 424 p.
2. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir*, ed. Ham W.E. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 1982, p. 108–121.
3. Koroteev D., Dinariev O., Evseev N., Klemm D., Nadeev A., Safonov S., Gurpinar O., Berg S., van Kruijsdijk C., Armstrong R., Myers M.T., Hathon L., de Jong H. Direct Hydrodynamic Simulation of Multiphase Flow in Porous Rock. *Petrophysics*. 2014, vol. 55, no. 3.

РАЗВИТИЕ ПОДХОДОВ К УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ В ПРОЕКТАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: МЕТОДИКА КОРРЕКЦИОННОЙ РЕЗИСТЕНТНОСТИ

Е.Ф. Мельникова

ООО «Газпромнефть-Развитие»

Электронный адрес: Melnikova.EF@gazprom-neft.ru

Рассматривается математическая модель анализа реализуемости проекта (модель коррекционной резистентности), включающая формирование резерва на осуществление метрически оцененных с учетом ретроспективы коррекций, подразумевающая дифференциацию факторов коррекции результатов проекта и направленная на повышение вероятности исполнения проекта в рамках заданных требований по срокам, стоимости, объему трудозатрат и других ресурсов на необходимую величину оцениваемой вероятности реализации upstream-проекта. Данный подход применим на всех стадиях жизненного цикла, что позволяет осуществлять накопление и совершенствование проектной базы знаний, имеющей ценность для каждого из участников разведки и добычи и существенно прирастающей при интегрированном подходе к управлению проектом в случае реализации партнерства и(или) силами множественных подрядных организаций.

Ключевые слова: управление проектом, резервирование, реализуемость, коррекционная резистентность, управление рисками

DEVELOPMENT OF RISK MANAGEMENT APPROACHES IN FIELD DEVELOPMENT PROJECTS:
CORRECTIONAL RESISTANCE TECHNIQUE

E.F. Melnikova

Gazprom Neft Development LLC, RF, Saint-Petersburg

The article considers a mathematical model of analyzing the feasibility of an upstream project (correctional resistance model), including the formation of redundancy for correction's implementation aimed at increasing the probability of project execution within the target efficiency metrics to the desired value of the project realization probability, as a result it allows to speak about the transition to a qualitatively new level of cooperation between stakeholders of the project, including through partnerships. This approach is applicable at all stages of oilfield development project lifecycle, for the accumulation and improvement of the project knowledge base, which is valuable for each of the project participants and significantly increases with an integrated approach to the project management.

Keywords: project management, redundancy, feasibility, correctional resistance, risk management

DOI: 10.7868/S2587739920030106

Современные разведка и добыча углеводородных ресурсов характеризуются не только высоким уровнем неопределенностей, но и повышением технологической сложности извлечения запасов и капиталоемкости проектов [1] и как следствие в 60–80% случаев необходимо привлечение партнеров для разделения рисков и создания дополнительной ценности. Экономически рентабельное решение сложных оптимизационных технико-технологических задач в рамках эффективного сотрудничества с партнерами, подрядными организациями и другими заинтересованными сторонами upstream-проекта требует не только качественного планирования, но и развития подходов к управлению изменениями и рисками на всех этапах жизненного цикла, их своевременного и эффективного применения. Подходы

к регулированию изменений, принятые на сегодняшний день в нефтегазовой отрасли, имеют два направления: реактивное разрешение уже возникших ситуаций либо проактивное их предупреждение и(или) снижение вероятности потенциальных последствий в рамках управления рисками, имеющими отрицательное влияние на проект, и аналогичные направления в случае менеджмента возможностей. Тем не менее в сложившихся практиках управления есть существенный разрыв между обозначенными подходами к управлению, что обуславливает сложность раннего выявления необходимости проведения корректирующих мероприятий, обеспечивающих устойчивость результирующего проектного продукта на текущем и(или) последующих этапах. Не установленная своевременно

потребность в изменениях часто приводит к их еще большему объему и(или) росту негативного влияния на основные показатели исполнения работ, а также искажению данных о реализации изменений. В силу перечисленных обстоятельств существенно ограничивается пул возможностей по управлению рисками, так как даже в случае наличия и применения процедур резервирования бюджета под непредвиденные обстоятельства осуществить контроль его использования и экстраполировать полученный опыт на будущие проекты не представляется возможным.

Основной вопрос данной работы заключается в том, как определить оптимальный объем резервирования, обеспечивающий необходимую и достаточную реализуемость крупного проекта с учетом рисков и неопределенностей.

Прежде всего целесообразно идентифицировать, какие вероятные события в проекте требуют мероприятий по реагированию на них. При этом корпоративные риски или риски портфеля проектов, будучи управляемыми специализированным набором инструментов, например через уровень ставки дисконтирования, находятся за рамками данного вопроса. Для выявления потребности реагирования на вероятностные события введем следующую классификацию.

1. Риски, для которых принятие превентивных решений исключающего характера невозможно, следовательно, необходимы мероприятия по минимизации вероятности их возникновения и(или) снижению потенциального ущерба

ба (например, риски, связанные с нарушением критических требований по безопасности).

2. Риски, непринятие которых невозможно (например, те, которые связаны с детерминированными, не подверженными антропогенному воздействию свойствами пласта).

3. Риски, к которым применимы именно стратегии принятия, так как анализ эффективности мероприятий относительно тех последствий, которые эти риски провоцируют, показывает нецелесообразность дополнительного воздействия на них.

4. Риски, к которым могут быть применены различные стратегии, но дополнительно необходим анализ их влияния на реализуемость проекта с целью выявления наиболее эффективного набора мероприятий по реагированию на них. Для наглядности приведем диаграмму соотношения толерантности к риску и целесообразности реагирования на него с точки зрения влияния на реализуемость проекта (рис. 1).

Данная классификация позволяет определить, что дополнительные воздействия требуют те вероятностные события проекта, которые относятся к первому, второму и в ряде случаев к четвертому классу. Введем дефиницию коррекции (1), которая в обобщенном виде позволит описать множество целесообразных мероприятий по реагированию на риски:

$$Cor = (R, t, l, s, a, D, R_n, Cor_n, D_n), \quad (1)$$

где R – рисковое событие, t – время на реализацию коррекции, l – трудозатраты на коррекцию, s – стоимость реализации коррекции, a – аллокация коррекции – вероятность или последствие, на которые направлено корректирующее воздействие, D – потенциальный ущерб риска, R_n – вторичные и(или) остаточные риски, Cor_n – коррекции, возникающие вследствие реализации, Cor – коррекционная замкнутая рекурсия, D_n – остаточный и(или) вторичный потенциальный ущерб.

Таким образом, «коррекция» – целесообразное мероприятие по реагированию на риск крупного проекта, отличающегося единством обозначенных выше атрибутов, риск, требующий данного воздействия, ресурсы на осуществление: время, трудоемкость, стоимость, аллокация, а также коррекционная рекурсия, возникающая вследствие воздействия на первичный риск. В результате данная дефиниция приобретает свойство, характеризующее метрически, для использования в процессе управления проектом [2].

Резерв на коррекции, исходя из обозначенной выше классификации, делится на условно постоянную и вариативную компоненты, так как существуют рисковые события, целесообразность воздействия на которые зависит от степени влияния на реализуемость целей

проекта. В качестве резерва могут выступать как стоимость прямого для проекта ущерба от риска с учетом его вероятности, так и стоимость коррекций, безусловно включаемых в план реагирования, а также, например, суммарные вероятностные или безусловные затраты на коррекции и остаточный ущерб с учетом остаточной вероятности.

Существующие подходы позволяют, выполняя качественный и(или) количественный анализ, ранжировать риски и оценить реализуемость проекта с учетом резервирования на осуществление мероприятий по реагированию на события вероятностного характера [3]. Наиболее применимыми являются метод вероятностной оценки по Монте-Карло и статистический метод, основанный на анализе ретроспективных данных по изменению объема инвестиций, определяемых на полную реализацию проекта при переходе с этапа на этап, при условии сохранения или незначительного изменения содержания проекта. При этом вероятностный подход отвечает на вопрос, как объем резервирования на идентифицированные риски повлияет на реализуемость проекта [4]. Следующим важным шагом в переходе к более высокому уровню управления рисками является определение коррекционной резистентности – оптимальной вероятности реализации проекта с заданными целевыми параметрами (сроки, стоимость, трудозатраты и т.д.) с учетом оптимального резервирования ресурсов на реализацию коррекций. Рассмотрим применение методики коррекционной резистентности в части метрики стоимости выполнения проекта разработки месторождения i , в котором, согласно предлагаемому подходу, распределение вероятности p_i реализации в рамках целевых требований по экономической эффективности с учетом резервирования $S_{рез}$ на осуществление коррекций описывается следующей формулой:

$$p_i = p_{расч.} + \left[(p_{max} - p_{расч.}) \left(1 - e^{-\frac{-\Delta S_{рез}}{S_{расч.}}} \right) \right], \quad (2)$$

где $p_{расч.}$ – вероятность исполнения проекта без учета резервирования, p_{max} – максимально достижимая вероятность выполнения проектных работ с учетом резервирования, $S_{расч.}$ – расчетная (базовая) стоимость проекта без учета резервирования; $S_{рез.}$ – резерв на осуществление коррекционных мероприятий. Производная ряда распределения вероятностей является строго убывающей функцией, что позволяет сделать вывод о зоне неэластичности для участников проекта. Входными данными для поиска оптимальных реализуемости и объема резервирования могут служить результаты моделирования по методу Монте-Карло.

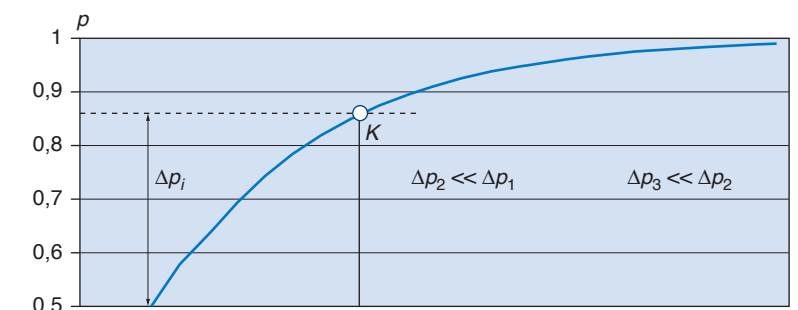


Рис. 2. Кривая коррекционной резистентности

На рис. 2 приведена кривая распределения вероятности p_i реализации в рамках заданных требований по стоимости с учетом резервирования времени $S_{рез.}$ осуществления коррекций в проекте i . В ходе исследования установлено свойство нелинейной зависимости между достижением целей проекта и фазой жизненного цикла, в которой была выявлена потребность в коррекции, что позволяет планировать на ранних этапах проекта объемы резервирования ресурсов на реализацию изменений для достижения заданной вероятности выполнения проекта. Вероятность в точке K – нулевая итерация для согласования с ЛПР резервов на осуществление коррекций и вероятности выполнения проекта с заданными целевыми показателями экономической эффективности является границей допустимости эластичности спроса на повышение качества проекта.

НА БАЗЕ МОДЕЛИ КОРРЕКЦИОННОЙ РЕЗИСТЕНТНОСТИ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРЕОБЛАДАЮЩАЯ ДОЛЯ ДИАПАЗОНА ПОВЫШЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ТАКИМ ЖЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕМ, КАК КАЖДОЕ ПОСЛЕДУЮЩЕЕ, НО СОПРОВОЖДАЕМОЕ КРАТНЫМ СНИЖЕНИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОСТИ ДОСТУПА К РЕСУРСАМ С УЧЕТОМ ПРЕДЕЛА ДОПУСТИМОСТИ ПО ПАРАМЕТРУ СТОИМОСТИ.

Методика коррекционной резистентности может быть применена для нескольких параметров одновременно. На рис. 3 приведена модель, где k_s и k_t вычисляются по параметрам стоимости и времени соответственно. На базе модели коррекционной резистентности установлено, что преобладающая доля располагаемого диапазона повышения вероятности реализации проекта 63% обеспечивается таким же резервированием, как каждое последующее, но дающее эффект 23% и сопровождаемое кратным снижением эластичности и, следовательно, кратно меньшей эффективностью управления в условиях ограниченности доступа к ресурсам (финансовым, трудовым) с учетом

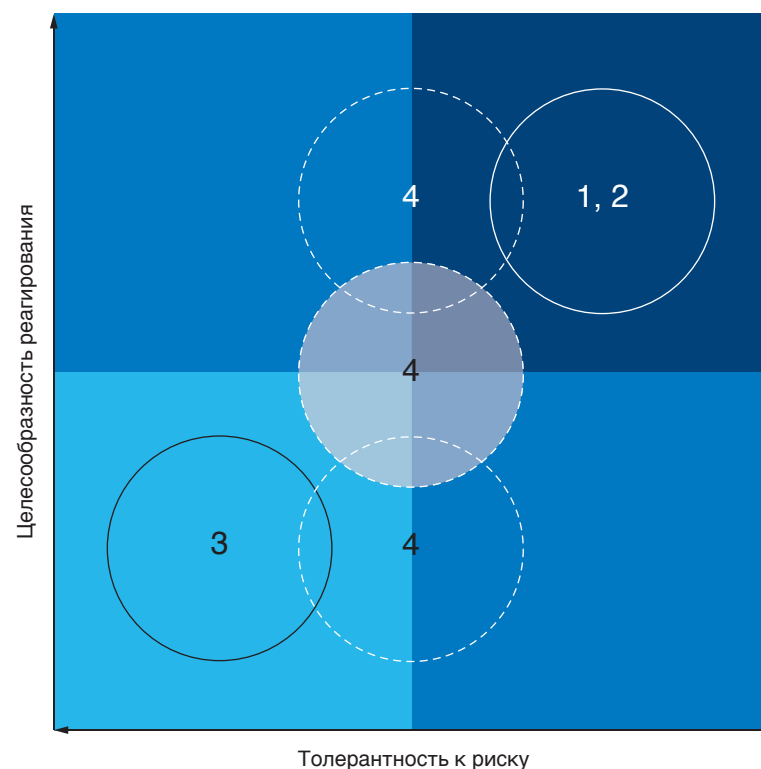


Рис. 1. Диаграмма толерантности – целесообразности

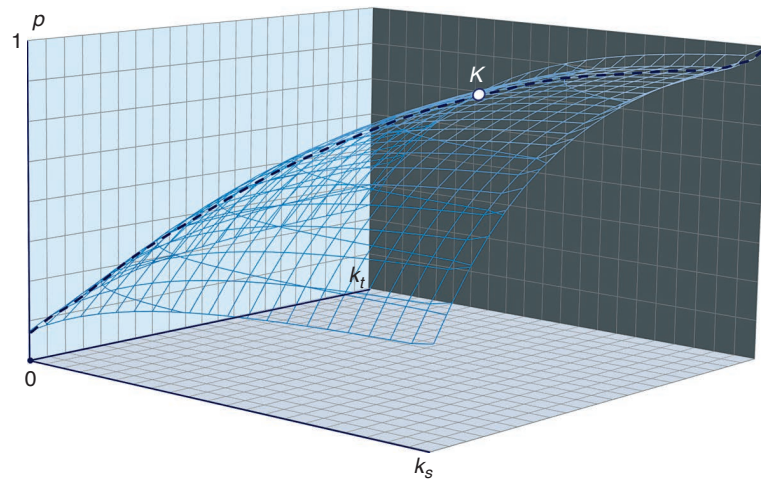


Рис. 3. Модель коррекционной резистентности по параметрам: сроки и стоимость

предела допустимости по параметру стоимости. С учетом этого применение данной модели в управлении резервированием ресурсов позволяет повысить эффективность использования резервных ресурсов не менее чем в 2,7 раза. После того как найдена необходимая и достаточная величина реализуемости проекта с учетом резервирования на реализацию коррекций, целесообразно осуществить повторное ранжирование рисков и оптимизацию плана по реагированию на них с выделением наиболее эффективных корректирующих мероприятий в рамках резервного бюджета с учетом влияния мероприятий по реагированию на вероятности и(или) ущерб, потенциально наносимый

рисками проекта. Возможность формирования реалистичного коррекционного плана позволит осуществить более качественное управление рисками, определяя целенаправленность и динамику расходования резерва и позволяя более точно на будущих этапах жизненного цикла проекта формировать понимание о потребности в изменении объема резервирования. При этом важно, что неидентифицированные риски покрываются из управленческого резерва, на практике определяемого, как правило, долей от базового бюджета проекта. Подход коррекционной резистентности применим на всех стадиях жизненного цикла, что позволяет осуществлять накопление и совершенствование проектной базы знаний, имеющей большую ценность для лидеров отрасли и существенно прирастающей при интегрированном подходе к управлению проектом в случае реализации в партнерстве и(или) силами множественных подрядных организаций. Достижение консенсуса между заинтересованными сторонами в части не только объема резервирования, но и целевого характера его использования, в случае делегирования руководителю проекта разведки и добычи возможности распоряжаться этой долей бюджета в отношении митигации и(или) реагирования на идентифицированные риски, позволит существенно сократить сроки и трудоемкость согласования коррекций.

Список литературы

1. Нехаев С.А., Урмаев О.С., Тихомирова Т.М. и др. Эконометрические модели зависимости затрат при освоении нефтяных месторождений от геолого-технологических факторов // Вестник РЭА им. Г.В. Плеханова. – 2011. – № 2 (38). – С. 87–96.
2. Мельникова Е.Ф., Лобанов О.С., Баша Н.В. Приоритезация проектов в инженеринговой компании как инструмент принятия оперативных управленческих решений // Междунар. научно-исследовательский журн. Research Journal of International Studies. – 2014. – № 8–1 (27). – С. 65–66.
3. Минаков В.Ф., Лобанов О.С., Минакова Т.Е. Методология ранжирования ресурсов в облачной инфраструктуре региона // Материалы 3-й научно-практической интернет-конференции «Междисциплинарные исследования в области математического моделирования и информатики». 2014. С. 50–56.
4. Устюгов Ю.А. Управление инновационными проектами: оптимизация по стоимости и времени // Сибирская финансовая школа. 2013. – № 2. – С. 122–126.

References

1. Nekhaev S.A., Ushmaev O.S., Tikhomirova T.M., Pavlov V.A., Surtaev V.N. Econometric models of oil fields development cost dependence on geological and technological factors. *Vestnik REA im. G.V. Plehanova [Vestnik of the Plekhanov Russian University of Economics]*. 2011, vol. 38, no. 2, pp. 87–96. (In Russ.)
2. Melnikova E.F., Lobanov O.S., Basha N.V. Project prioritization in an engineering company as a tool for operational decision-making. *Mezhdunarodnyj nauchno-issledovatel'skij zhurnal [Research Journal of International Studies]*. 2014, vol. 27, no. 8–1, pp. 65–66. (In Russ.)
3. Minakov V.F., Lobanov O.S., Minakova T.E. Methodology of resources ranking in the cloud infrastructure of the region. *Materialy 3 nauchno-prakticheskoy internet-konferencii Mezhdisciplinarnye issledovaniya v oblasti matematicheskogo modelirovaniya i informatiki [Materials of the 3rd scientific and practical internet conference Interdisciplinary research in the field of mathematical modeling and Informatics]*. Ulyanovsk, 2014, pp. 50–56. (In Russ.)
4. Ustjugov J.A. Management of innovative projects: optimization of cost and time. *Sibirskaja finansovaja shkola [Siberian Finance School]*. 2013, no. 2, pp. 122–126. (In Russ.)

НЕДОСТИЖЕНИЕ ПЛАНОВОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРОЕКТОВ ИЗ-ЗА ОТСУТСТВИЯ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

М.Ю. Назаренко, А.Б. Золотухин, д. т. н.
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Электронный адрес: m.nazarenko1990@gmail.com; anatoly.zolotukhin@gmail.com

Количественный расчет рисков и неопределенности всегда играл важнейшую роль при оценке проектов по добыче нефти и газа. Любая расчетная, измеряемая или оцениваемая величина содержит неопределенность, будь то измерение обводненности мультифазным расходомером (МФР) или значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) крупного нефтегазодобывающего проекта. Оценка экономики проектов, например расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД), внутренней нормы рентабельности (ВНР), операционных и капитальных затрат, должна проводиться вероятностно, т.е. с количественной оценкой рисков и неопределенности расчетных (прогнозных) значений. Тем не менее вероятностная оценка проводится крайне редко. Чаще всего риски и неопределенность оцениваются интуитивно или на основе нескольких детерминированных сценариев, которые ошибочно называют пессимистичным, оптимистичным и наиболее вероятным. В статье проведено моделирование недостижения плановой экономической эффективности проектов по добыче нефти и газа без количественной оценки рисков и неопределенности, а также анализ уже проведенных зарубежных исследований по определению влияния игнорирования вероятностных расчетов при оценке нефтегазодобывающих проектов на их конечную экономическую эффективность.

Ключевые слова: экономическая эффективность, рентабельность проектов, оценка рисков, оценка неопределенности

FAILURE TO ACHIEVE PLANNED ECONOMIC PERFORMANCE OF OIL AND GAS PRODUCTION PROJECTS DUE TO LACK OF RISK ASSESSMENT AND UNCERTAINTY QUANTIFICATION

M.Y. Nazarenko, A.B. Zolotukhin

Gubkin Russian State University of Oil and Gas

Quantitative assessment of risks and uncertainty has always played the most important role in the evaluation of oil & gas projects. Any estimated, measurable or evaluable magnitude contains an uncertainty, whether it concerns measuring watercut by means of a multiphase flow meter (MPFM) or to the net present value (NPV) of a major E&P project. Evaluation of project economics, e.g. the calculation of net present value (NPV), internal rate of return (IRR), OPEX and CAPEX shall be probabilistic, i.e. carried out with the quantitative assessment of risks and uncertainty of estimated (predicted) values. Nevertheless probabilistic estimate takes place very rarely. Most commonly, assessment of risks and uncertainty would be intuitive or based on a number of deterministic scenarios mistakenly referred to as pessimistic, optimistic and most probable. This research simulates failure to achieve target economic efficiency of E&P projects with no quantitative assessment of risks and uncertainty, and reviews previous international research conducted to identify the effect of ignoring probabilistic estimates related to the evaluation of E&P projects on their final economic efficiency.

Keywords: economic efficiency, project economics, risks assessment, uncertainty assessment, uncertainty quantification

DOI: 10.7868/S2587739920030118

ВВЕДЕНИЕ

Основной причиной необеспечения плановых экономических показателей является игнорирование количественной оценки рисков и неопределенности [1–4]. Использование только детерминированных способов расчета технических и экономических показателей, а также полное отсутствие или некачественный анализ количественной оценки рисков и неопреде-

ленности являются основными причинами того, что экономические показатели, установленные на начальных этапах реализации нефтегазодобывающих проектов, не будут достигнуты [3–6]. Например, принимается решение инвестировать в один из двух проектов, у которых все показатели идентичны кроме расчетных значений ЧДД: расчетное значение ЧДД первого проекта 200 млн долл. США, второго проекта – 170 млн долл. США. В случае если

количественная оценка рисков и неопределенности не проводится, то решение будет принято в пользу первого проекта с большим значением ЧДД. Если количественная оценка рисков и неопределенности проводится и в ходе оценки выясняется, что вероятность расчетного значения ЧДД первого проекта 50%, а второго проекта 85% и есть риск получить в первом проекте ЧДД 100 млн долл. США, а во втором – ЧДД 144,5 млн долл. США, то второй проект выглядит уже более привлекательным для инвестирования. Стоит отметить, что отличительная черта нефтегазодобывающей индустрии – акцентирование внимания не на величине и обширности рисков и неопределенности, а только на их пороговых значениях, демонстрирующих возможный риск провала, что также негативно сказывается на самой стратегии работы с рисками и неопределенностью [7–9].

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ СНИЖАЕТ ИЛИ ИСКЛЮЧАЕТ КАК ОЖИДАЕМОЕ РАЗОЧАРОВАНИЕ (КОГДА ДОСТИГНУТЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПАРАМЕТР НИЖЕ ПЛАНОВОГО), ТАК И ПРОЦЕНТ ПРИНЯТИЯ ОШИБОЧНЫХ РЕШЕНИЙ.

Само по себе наличие неопределенности нельзя назвать источником проблемы, так как существуют специальные алгоритмы, предназначенные для ее контроля и снижения ее воздействия на уровень эффективности проектов. Неопределенность присутствует всегда, и необходимо научиться работать с ней. Умение держать неопределенность под контролем является одним из основных показателей успешности любой деятельности, направленной на получение прибыли [10]. Совместно с инженерами-нефтяниками проведен ряд исследований, показавших наличие систематической избыточной уверенности в интуитивной оценке рисков принимаемых ими решений в условиях неопределенности. Например, проведенные эксперименты продемонстрировали, что при задании на предоставление 90%-ных доверительных интервалов различных технических параметров инженеры давали диапазоны, соответствовавшие только 32%-ным интервалам. На основании результатов исследований были сделаны выводы о необходимости использования вероятностных методов, для того чтобы усовершенствовать процесс оценки неопределенности и как следствие качества принимаемых решений и экономической эффективности [11]. В зарубежных исследованиях специалисты отмечают высокую заинтересованность компаний в использовании вероятностных методов для принятия решений в отрасли добычи нефти

и газа. Однако большинство из них до сих пор применяют лишь детерминированные методики расчетов [3, 4, 12]. Несмотря на то что зарубежными учеными был проведен ряд исследований и опубликовано большое количество статей, в индустрии продолжается явная недооценка учета неопределенности: слишком редко проводится ретроспективный анализ принятых решений, а также игнорируются применение и калибровка вероятностного прогнозирования. Одной из причин такого состояния отрасли является то, что у многих компаний отсутствуют необходимые компетенции, чтобы использовать количественную оценку рисков и неопределенности. Но главной причиной можно назвать отсутствие четкого понимания, что, игнорируя количественную оценку рисков и неопределенности, компания расплачивается недостижением плановых экономических показателей и упущенной прибылью.

ПРИЧИНЫ ОТКЛОНЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ

Стоит в первую очередь проанализировать основные моменты, оказывающие влияние на наличие отклонения расчетных (прогнозных) значений от фактических. Необходимо понимать, что значения, принимаемые в соответствии с прогнозом, на основании которых происходит принятие решений, и фактические значения, которые реализуются после принятия решений, будут различаться. Причины различий следующие: – Наличие неопределенности. В обстановке неопределенности прогнозы – это оценка будущего с определенной степенью вероятности. В реальности прогнозы и процессы принятия решений всегда связаны с наличием рисков и неопределенности. Однако, если используются детерминированные способы расчетов и оценок, данная неопределенность не подлежит контролю, разница между фактом и прогнозом будет кратно расти при увеличении количества принятых решений. С другой стороны, при использовании вероятностных методов расчетные значения будут все ближе к фактическим с ростом числа принимаемых решений. – Использование моделей. Модель, независимо от того, физической, математической или дескриптивной она является применительно к процессу, никогда не описывает реальность полностью. Она обычно представляет собой упрощенное представление о реальности. Особенно важным для нефтегазовой отрасли можно назвать выражение «Все модели неверны, но некоторые из них полезны», т.е. цель использования моделей – помощь в принятии решений. Как правило, не требуется, чтобы модели

выступали в качестве идеальных средств для составления прогнозов, а требуется качественная оценка неопределенности в результатах расчета. – Человеческий фактор. Это допущение простых ошибок в логике, анализе, вводе и исчислении данных. – Погрешности измерений, которые возникают по причине недостатков измерительных приборов и физических сред, в которых они эксплуатируются, а также погрешности, которые допускаются при неправильном использовании этих приборов.

ОПИСАНИЕ ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ПОНЯТИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Основные понятия, которые требуется проанализировать для работы с количественной оценкой рисков и неопределенности:

- p – вероятность наступления определенного события;
- θ – параметр, который необходимо найти;
- μ_θ – математическое ожидание, т.е. взвешенная вероятность всех возможных значений θ .

Математическое ожидание (μ) определяется как для дискретной величины

$$\mu_\theta = \sum_{i=1}^n \theta_i p_i, \quad (1)$$

так и для непрерывной функции

$$\mu_\theta = \int_{-\infty}^{+\infty} \theta f(\theta) d\theta. \quad (2)$$

Помимо этого следует сразу установить разницу между расчетным и истинным математическим ожиданием (между $\mu_{\theta_расч.}$ и $\mu_{\theta_ист.}$). Первый параметр является оценкой $\mu_{\theta_ист.}$, полученной в результате расчетов с использованием определенных инструментов прогнозирования. В качестве наиболее распространенного инструмента такой оценки стоит упомянуть стохастическое моделирование Монте-Карло. Ситуация, в которой $\mu_{\theta_расч.} = \mu_{\theta_ист.}$, могла бы наблюдаться, если бы компания имела неограниченные ресурсы (время, сотрудники, мощности техники), неограниченное финансирование различных исследований, связанных с изучением определяемого параметра и получением всей необходимой информации о нем. Однако в действительности ресурсы всегда ограничены, поэтому такая ситуация невозможна. **Среднеквадратичное отклонение (σ)** – величина отклонения случайного значения от его наиболее вероятного значения μ .

$$\sigma_\theta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \theta_i - \mu_\theta}. \quad (3)$$

Расчетная погрешность (РП) – отклонение между $\mu_{\theta_расч.}$ и $\mu_{\theta_ист.}$. Если они равны между собой, расчетная погрешность будет нулевой. В действительности этого никогда не бывает по причинам, описанным ранее. Однако с применением некоторых инструментов, среди которых стоит упомянуть количественный расчет рисков и неопределенности, расчетная погрешность может быть минимизирована:

$$РП(\theta) = \mu_{\theta_расч.} - \mu_{\theta_ист.} \quad (4)$$

Ожидаемое разочарование (ОР) – термин, часто встречающийся в зарубежных исследованиях. Он используется для того, чтобы обозначить недостижение прогнозного показателя по причине отсутствия количественной оценки неопределенности. Как правило, данный термин применяется для показателей, описывающих эффективность проектов с экономической точки зрения. По сути ожидаемое разочарование является $\mu_{РП}$ по причине игнорирования количественной оценки рисков и неопределенности:

$$ОР(\theta) = \mu_{РП\theta}. \quad (5)$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕДОСТИЖЕНИЯ ПЛАНОВЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТОВ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА В СВЯЗИ С ОТСУТСТВИЕМ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ РИСКОВ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Некоторые исследователи уже приводили эффект возрастания ожидаемого разочарования в экономической эффективности проектов по добыче нефти и газа без количественной оценки рисков и неопределенности [4, 5]. Но следует отметить, что авторы не демонстрировали реальность смоделированных ситуаций, которая отчетливо видна в результатах моделирования, представленных ниже. Существует ряд показателей, используемых для оценки эффективности проектов крупных нефтегазодобывающих компаний с экономической точки зрения. Они используются для оценки проектов при составлении портфеля компании. Среди таких показателей стоит упомянуть внутреннюю норму рентабельности (ВНР), чистый дисконтированный доход (ЧДД), размер капитальных и операционных затрат, а также ряд других параметров. Рассмотрим пример, в котором проводится оценка компаний проектов по добыче нефти и газа, одинаковых по своей экономической привлекательности. Для наглядности

и простоты будем использовать только один параметр экономической эффективности – чистый дисконтированный доход. Компанией оценивается ряд проектов для финансирования, после чего она получает расчетные значения ЧДД по каждому из них. Таким образом, имеется выборка проектов, обладающих одинаковыми истинными значениями ЧДД и разными расчетными (прогнозными) значениями. Так как расчет ЧДД осуществлялся без количественной оценки рисков и неопределенности, будут иметь место значительные отклонения расчетных значений ЧДД от истинных для всех проектов, причем расчетные значения ЧДД каждого из проектов будут также отличаться друг от друга. Примем, что θ_i – это неопределенность (погрешность расчетов), присутствующая в расчетных значениях чистого дисконтированного дохода проектов по добыче нефти и газа. Можно допустить, что величина неопределенности в расчетах каждого из этих независимых проектов соответствует нормальному распределению с $\mu_{\theta_i} = 0$ и $\sigma_{\theta_i} = 1$ или $\theta_i = N[0, 1]$. Далее, примем несколько случаев, когда у компании есть различная величина выбора или, другими словами, различное количество доступных для выбора альтернативных проектов. Дальнейшая оценка проводится следующим образом: из одного, трех, десяти или пятидесяти альтернативных проектов, присутствующих в выборках, компании необходимо определить один наиболее рентабельный с точки зрения

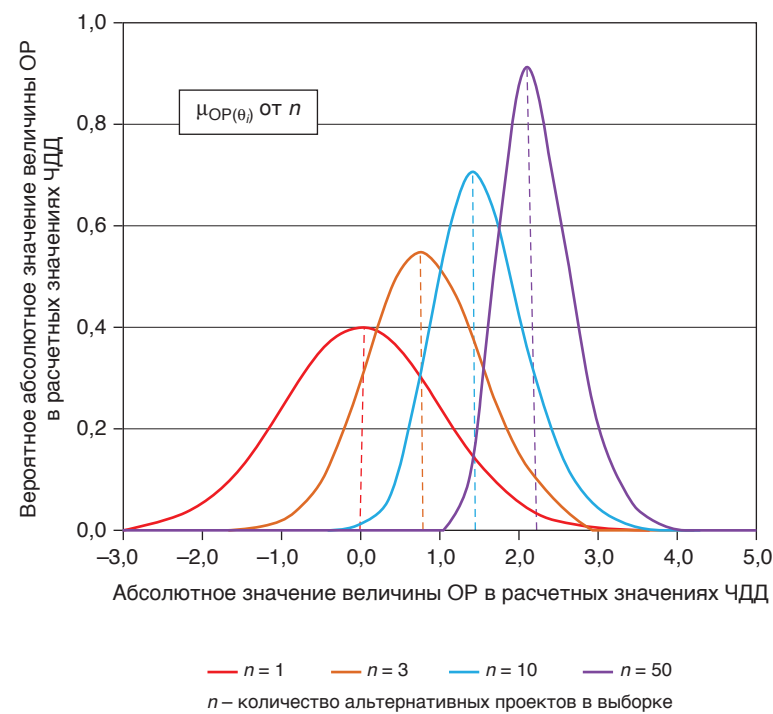


Рис. 1. Зависимость роста величины ОР в расчетных значениях ЧДД с увеличением количества альтернативных проектов (n) с равными истинными значениями ЧДД

экономической эффективности, в нашем случае – с наибольшим значением чистого дисконтированного дохода. Расчетное значение ЧДД является равным его истинному значению с прибавлением θ_i – неопределенности или случайной величины расчетной погрешности. Расчет ожидаемого разочарования проводится в расчетных значениях ЧДД как разница $\max(\theta_1 \dots \theta_n) - \mu_{\theta_i}$. Здесь $\mu_{\theta_i} = 0$ и $OP(\theta_i) = \max(\theta_1 \dots \theta_n)$. Моделирование всего этого процесса осуществляется по методу Монте-Карло. Интуитивно можно подумать, что при выборе проекта, у которого расчетное значение ЧДД является максимальным, обеспечивается выбор проекта, у которого и истинное значение ЧДД будет максимальным или почти максимальным. Также можно предполагать, что с увеличением числа доступных для выбора альтернативных проектов максимальный расчетный ЧДД будет приближаться к истинному, а величина $OP(\theta_i)$ будет стремиться к нулю. Но по результатам моделирования отчетливо видно, что максимальный расчетный ЧДД значительно отличается от истинного, а также величина ОР увеличивается с ростом числа проектов (рис. 1). Таким образом, можно сделать вывод о том, что без количественной оценки рисков и неопределенности компания не сможет добиться плановой величины ЧДД и получит упущенную прибыль. Для последующего усложнения примера оценки проектов, описанного выше, добавим вариативность в истинные значения ЧДД. Таким образом, будут осуществляться выборка и оценка экономической эффективности проектов, разных по величине истинных ЧДД без количественной оценки рисков и неопределенности. Значение μ_{θ_i} будет находиться в соответствии с нормальным вероятностным распределением при $\mu_{\theta_i} = 0$ и $\sigma_{\theta_i} = (0, 1, 3, 5)$, или $\theta_i = N[\mu_{\theta_i}, 1]$ и $\mu_{\theta_i} = N[0, \sigma_{\theta_i}]$. Далее оценка проводится следующим образом: из одного, трех, десяти и пятидесяти альтернативных проектов компания выбирает один, у которого расчетное значение ЧДД является наибольшим. После этого рассчитывается ожидаемое разочарование в выбранных расчетных значениях ЧДД как разница $\max(\theta_1 \dots \theta_n) - \mu_{\theta_i}$. Здесь $\mu_{\theta_i} \neq 0$ и $OP(\theta_i) = \max(\theta_1 \dots \theta_n) - \mu_{\theta_i}$. Помимо этого будет проведен расчет процента ошибок, допускаемых при принятии решений, касающихся выбора проекта, имеющего максимальное значение ЧДД. Этот процент ошибок представляет собой проекты, которые были отобраны в качестве проектов с максимальным расчетным значением ЧДД, однако истинное значение ЧДД у них не являлось максимальным в выборке альтернативных проектов. Можно интуитивно предположить, что с увеличением числа альтернативных проектов

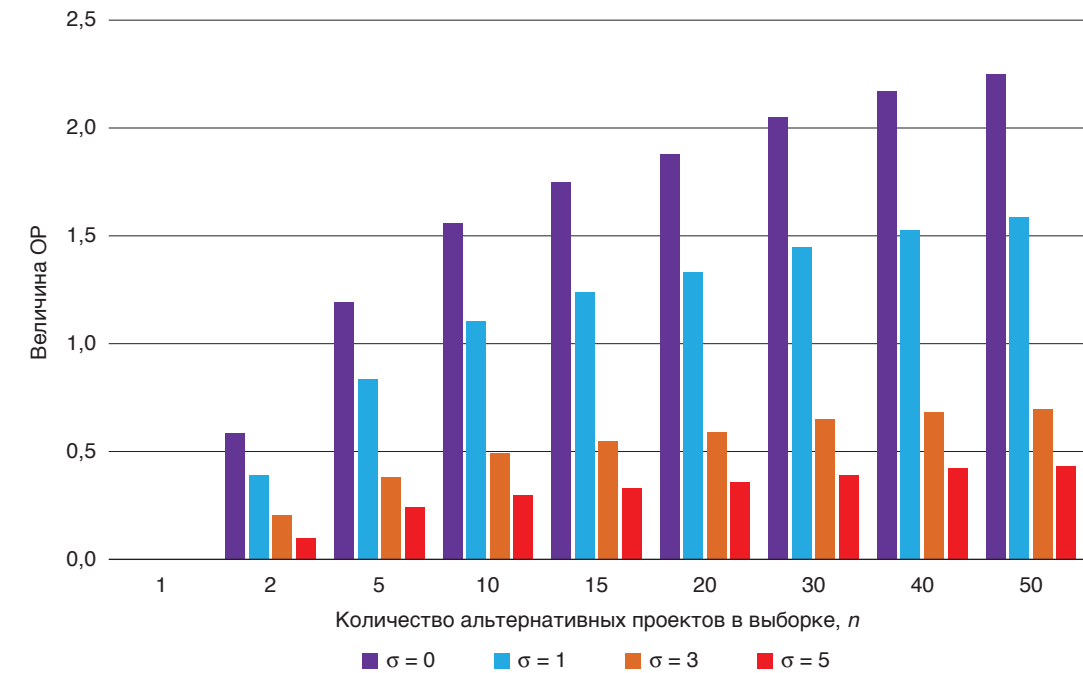


Рис. 2. Зависимость изменения величины ОР в расчетных значениях ЧДД при увеличении количества альтернативных проектов (n) с различными истинными значениями ЧДД и ростом их вариативности (σ)

в выборке максимальное расчетное значение ЧДД из выборки проектов будет стремиться к истинному максимальному значению ЧДД; также увеличение средненецентрированного отклонения ($\sigma_{\mu_{\theta_i}}$) или, другими словами, увеличение неопределенности в расчетных значениях ЧДД каждого проекта в выборке приведет к увеличению ожидаемого разочарования (θ_i). Однако это не так.

По результатам моделирования становится очевидно, что ожидаемое разочарование (θ_i) увеличивается по мере роста числа проектов, из которых выбирается один, имеющий максимальное значение расчетного ЧДД (рис. 2). Помимо этого возрастать будет и процент ошибок, допущенных при принятии решений о выборе проекта с максимальным значением ЧДД (рис. 3). Однако с ростом величины

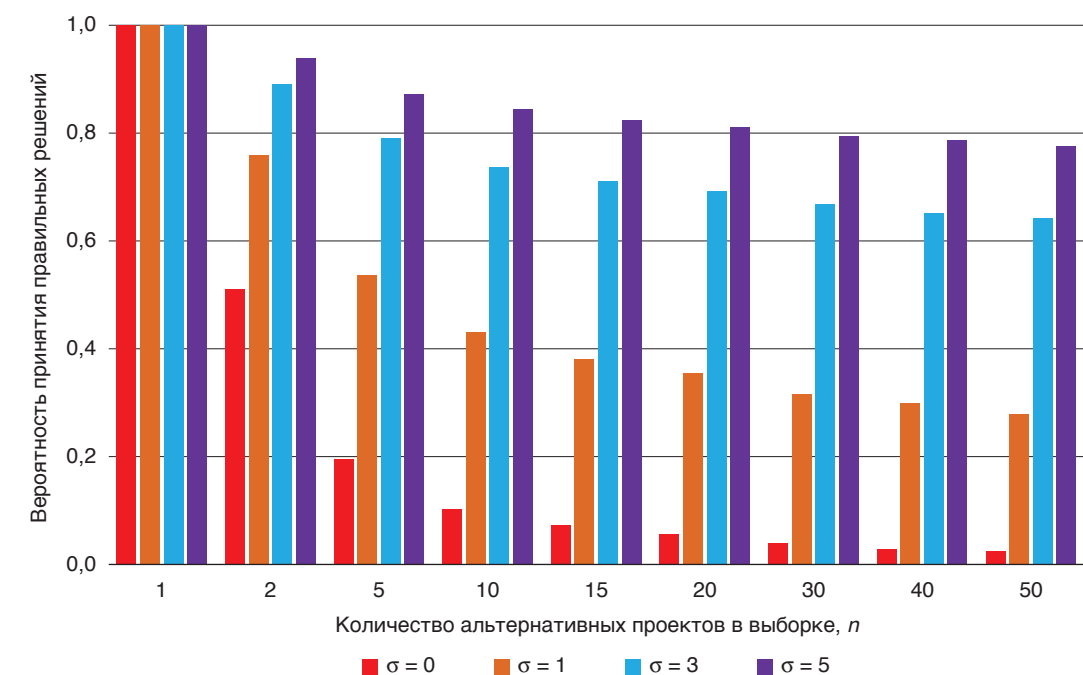


Рис. 3. Зависимость изменения вероятности принятия правильных решений при увеличении количества альтернативных проектов (n) с различными истинными значениями ЧДД и ростом их вариативности (σ)

неопределенности (среднеквадратичного отклонения, $\sigma_{\mu_{\theta_j}}$) ОР снижается. Без количественной оценки рисков и неопределенности компания не сможет добиться плановой величины ЧДД и в дополнение ко всему получит упущенную прибыль. Кроме того, будут приниматься неправильные решения при экономической оценке проектов во время составления портфолио компании. Следует также обратить внимание на то, что увеличение $\sigma_{\mu_{\theta_j}}$ приводит к значительному снижению ОР (θ_j). Причина такого явления кроется в том, что возрастают шансы на принятие верного решения, т.е. выбора проекта с самым большим истинным значением ЧДД через выбор проекта с максимальным расчетным ЧДД в связи с ростом вариативности истинного значения ЧДД.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

На примере моделирования алгоритмов оценки проектов показано, что проекты по добыче нефти и газа не достигают экономической эффективности, если не проводится количественная оценка рисков и неопределенности. В соответствии с результатами моделирования можно видеть, что если количественная оцен-

ка рисков и неопределенности игнорируется, то ожидаемое разочарование увеличивается с ростом числа проектов, из перечня которых осуществляется выбор. Поэтому можно сделать вывод о том, что без количественной оценки неопределенности и рисков нефтегазодобывающая компания неминуемо и постоянно будет сталкиваться с недостижением (ожидаемым разочарованием) плановых параметров экономической эффективности проектов. Важность количественной оценки неопределенности в том, что она снижает или исключает как ожидаемое разочарование (ОР) (т.е. ситуацию, когда достигнутый экономический параметр остается существенно ниже планового), так и процент принятия ошибочных решений (выбор проектов не с максимальной экономической эффективностью). Исключение ОР позволит улучшить общую эффективность отрасли и открыть доступ к высокоприбыльным проектам, а более точная количественная оценка рисков и неопределенности позволит выявлять такие высокоприбыльные проекты.

Список литературы

1. *Begg S.H., Bratvold R.B., Campbell J.M.* Shrinks or quants: Who will improve decision-making. Paper SPE84238 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 5–8 October, 2003. <http://dx.doi.org/10.2118/84238-MS>
2. *Welsh M.B., Bratvold R.B., Begg S.H.* Cognitive biases in the petroleum industry: Impact and remediation. Paper SPE96423 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9–12 October, 2005. <http://dx.doi.org/10.2118/96423-MS>
3. *Begg S.H., Bratvold R.B.* Systematic prediction errors in oil and gas project and portfolio selection. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 21–24 September, 2008. <http://dx.doi.org/10.2118/116525-MS>
4. *McVay D.A., Dossary M.N.* The Value of Assessing Uncertainty. SPE Journal. 2014. V. 6(2). P. 100–110. DOI: 10.2118/160189-pa
5. *Brashear J.P., Becker A.B., Faulder D.D.* Where have all the profits gone // J. Pet. Tech. 2001. V. 53(6). P. 20–23, 70–73.
6. *Hightower M.L., David A.* Portfolio modeling: A technique for sophisticated oil and gas investors. SPE Paper 22016, presented at the 1991 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, 11–12 April, 1991.
7. *Newendorp P.D.* Decision analysis for petroleum exploration. Tulsa, Oklahoma: The Petroleum Publishing Co., 1975.
8. *Ball B.C., Savage S.L.* Portfolio thinking: Beyond optimization. Petroleum Engineer International, May, 1999. P. 54–56.
9. *Leach P.E.* Why can't you just give me the number? Gainesville, Florida: Probabilistic Publishing, 2006.
10. *Capen E.C.* The difficulty of assessing uncertainty (Includes Associated Papers 6422 and 6423 and 6424 and 6425) // J. Pet. Tech. 1976. V. 28(8). P. 843–850. <http://dx.doi.org/10.2118/5579-PA>
11. *Bickel J.E., Bratvold R.B.* Decision making in the oil and gas industry: From blissful ignorance to uncertainty-induced confusion. Paper SPE109610 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, 11–14 November, 2007. <http://dx.doi.org/10.2118/109610-MS>

References

1. Begg S.H., Bratvold R.B., Campbell, J.M. Shrinks or Quants: Who Will Improve Decision-Making. Paper SPE 84238 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, 5–8.10.2003). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/84238-MS> (accessed 28.09.2020).
2. Welsh M.B., Bratvold R.B., Begg S.H. Cognitive Biases in the Petroleum Industry: Impact and Remediation. Paper SPE 96423 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Dallas, Texas, 9–12.10.2005). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/96423-MS> (accessed 28.09.2020).
3. Begg S.H., Bratvold R.B. Systematic Prediction Errors in Oil and Gas Project and Portfolio Selection. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, 21–24.09.2008). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/116525-MS> (accessed 28.09.2020).
4. McVay D.A., Dossary M.N. The Value of Assessing Uncertainty. SPE Journal. 2014, vol. 6, iss. 2, pp. 100–110. doi: 10.2118/160189-pa
5. Brashear J.P., Becker A.B., Faulder D.D. Where Have All the Profits Gone. Journal of Petroleum Technology. 2001, vol. 53, no. 6, pp. 20–23, 70–73.
6. Hightower M.L., David A. Portfolio Modeling: A Technique for Sophisticated Oil and Gas Investors. SPE Paper 22016, presented at the 1991 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium (Dallas, Texas, 11–12.04.1991). Available at: <https://doi.org/10.2118/22016-MS> (accessed 28.09.2020).
7. Newendorp P.D. Decision Analysis for Petroleum Exploration. Tulsa, Oklahoma, The Petroleum Publishing Co., 1975.
8. Ball B.C., Savage S.L. Portfolio Thinking: Beyond Optimization. Petroleum Engineer International. 1999, may, pp. 54–56.
9. Leach P.E. Why Can't You Just Give Me the Number? Gainesville, Florida, Probabilistic Publishing, 2006.
10. Capen E.C. The Difficulty of Assessing Uncertainty (Includes Associated Papers 6422 and 6423 and 6424 and 6425). Journal of Petroleum Technology. 1976, vol. 28, no. 8, pp. 843–850. Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/5579-PA> (accessed 28.09.2020).
11. Bickel J.E., Bratvold R.B. Decision Making in the Oil and Gas Industry: From Blissful Ignorance to Uncertainty-Induced Confusion. Paper SPE 109610 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Anaheim, California, 11–14.11.2007). Available at: <http://dx.doi.org/10.2118/109610-MS> (accessed 28.09.2020).

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (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, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

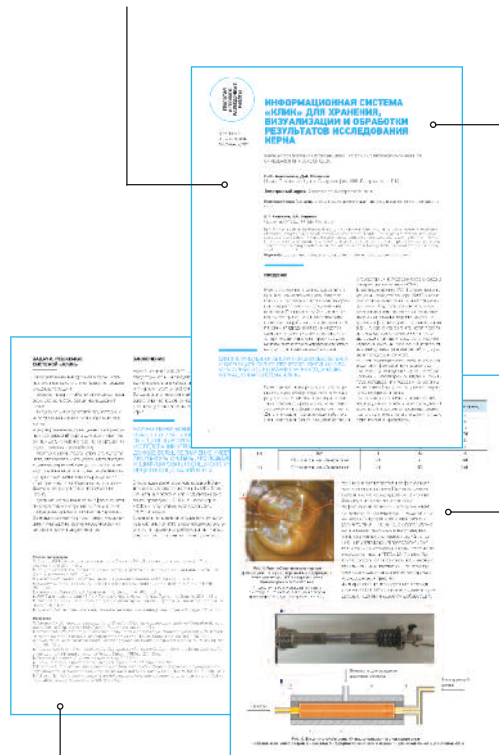
ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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 подписочной 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 СИ.

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 и параметры в тексте необходимо 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.

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 самых сложных условиях Заполярья – вот задача для настоящего лидера.



Реклама



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU