

28
стр.
Мультидисциплинарный подход
к формированию концепции
образования залежей
в сложнодислоцированных
карбонатных отложениях рифея

52
стр.
Уникальный программный
продукт по региональному
прогнозу перспективности
баженовской свиты

75
стр.
Оценка технико-
экономического потенциала
актива при долгосрочном
инвестиционном
планировании

Машинное обучение – альтернативный инструмент для геологического моделирования

стр. 13

Высокотехнологичный ледокол нового поколения «Александр Санников» Первый в рамках программы «Газпром нефти» «Время Арктики»



ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

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



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU

4**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ****13**

Егоров Д.В., Белоzerosов Б.В.

Анализ применимости алгоритмов машинного обучения для задач интерполяции и прогноза геологических свойств в межскважинном пространстве

Egorov D.V., Belozerov B.V.

Analysis of machine learning algorithms applicability for tasks of interpolation and geological properties forecasting within interwell space

17

Ильина М.Г., Файзуллин Р.Р., Кременецкий М.И., Валиахметова А.Р., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Максимова Е.Н., Монжерин М.А.

Результаты комплексного подхода к изучению карбонатных коллекторов

Ilina M.G., Fayzullin R.R., Kremenetskiy M.I., Valiakhmetova A.R., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Maksimova E.N., Monzherin M.A.

Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying

22

Сичковский И.Т., Лукашов А.Н., Тихомиров Е.В., Брусиловский А.И.

Отбор глубинных проб пластовой нефти из непереливающихся притоков

Sichkovskiy I.T., Lukashov A.N., Tikhomirov E.V., Brusilovskiy A.I.

Sampling of the downhole samples of reservoir oil at non-transfusing oil inflow into the well

28

Хуснитдинов Р.Р., Вазаева А.А., Калачева Д.Ю., Морозов Н.В., Ошмарин Р.А., Наумов С.В.

Мультидисциплинарный подход к формированию концепции образования залежей в сложнодислоцированных карбонатных отложениях рифея

Khusniddinov R.R., Vazaeva A.A., Kalacheva D.Yu., Morozov N.V., Oshmarin R.A., Naumov S.V.

Multidisciplinary approach for petroleum play reconstruction of dislocated heterogeneous carbonate reservoirs within the world's most ancient riphean formation

36

Ульянов В.В., Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Генералов Д.В., Дунаев А.М.

Развитие газлифтного способа добычи нефти на восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Ulyanov V.V., Kuchurin A.E., Kibirev E.A., Generalov D.V., Dunaev A.M.

Evolution of gas lift at eastern part of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТИНЬХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**39**

Григорьев Г.С., Салищев М.В., Попов Д.Д., Пушкирев П.Ю.

Оценка применимости электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта при определении объема закрепленного проппанта

Grigoriev G.S., Salishchev M.V., Popov D.D., Pushkarev P.Yu.

Electromagnetic fracturing monitoring application for propped reservoir volume determination

44

Кувакина М.С.

Комплексная система заканчивания скважин для разработки подгазовых залежей

Kuvakina M.S.

The combine completion of the wells for development oil rims

48

Симонов М.В., Перец Д.С., Котежеков В.С.

Применение интеллектуальных алгоритмов анализа данных для решения прикладных задач нефтяного инжиниринга

Simonov M.V., Perets D.S., Kotezhekov V.S.

Application of data mining for handling applied problems of petroleum engineering

52

Демо В.О., Стрижнев К.В.

Инструмент адаптации технологии разработки нетрадиционных запасов с оценкой применимости к новым лицензионным территориям

Demo V.O., Strizhnev K.V.

Software for adaptation of unconventional reservoirs development technology
by evaluation of applicability in new license areas

56

Альчибаев Д.В., Глазырина А.Е.

Роль трехмерного геомеханического моделирования в разработке Северо-Самбургского месторождения

Alchibaev D.V., Glazyrina A.E.

Application of 3D geomechanical modelling to the development of Severo-Samburgskoye oilfield

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

60

Исмагилов Р.Р., Панов Р.А., Можчиль А.Ф., Гильмутдинова Н.З.,
Шурупов Н.Д., Богачев И.А.

Интеграция концептуального и логистического инжиниринга

Ismagilov R.R., Panov R.A., Mozhchil A.F., Gilmutdinova N.Z., Bogachev I.A., Shurupov N.D.

Integration of logistics and conceptual design theses

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

64

Martinovic B., Stuchny S., Repac M., Andjusic G., Stevanovic N.

Integrated approach to optimizing wells with SRP

Мартинович Б., Штучни С., Репац М., Анджушич Г., Стеванович Н.

Комплексный подход к оптимизации работы установок скважинных штанговых насосов

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

67

Чебышев И.С., Барышников Е.С., Легкононец В.А.

Применение машинного обучения для прогнозирования акустических свойств образцов горных пород

Chebyshev I.S., Baryshnikov E.S., Legkononets V.A.

Application of machine learning to predict the acoustic properties of rock samples

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

71

Мурашов Б.А., Тепляков Н.Ф.

Расчет и оптимизация объектов подготовки и перекачки нефти при оценке проектов и реинжиниринге

Murashov B.A., Teplyakov N.F.

Calculation and optimization of oil treatment and pumping facilities during project evaluation
and reengineering

75

Комиссарова Д.М., Коробкин А.П.

Оценка технико-экономического потенциала актива при долгосрочном инвестиционном планировании

Komissarova D.M., Korobkin A.P.

Technical and economic estimation of oil field potential under long-term investment planning

Предвидеть и опережать

НТЦ «Газпром нефти» совместно с IBM и «Сколтехом» реализует проект по использованию искусственного интеллекта для увеличения точности бурения.

Анализируя информацию с бурового оборудования, цифровой помощник в режиме реального времени предсказывает геологический состав пласта, давая понять, что долото не вышло за пределы нефтяной залежи. Это оптимизирует расходы, снижает риски и увеличивает эффективность строительства скважин.

Проект успешно опробован на Новопортовском месторождении, тиражирование — 2019 год.

30%

оценочное сокращение количества перебуров по геологическим причинам

Традиционное бурение

Зона неопределенности (до 35 м) может приводить к выходу из продуктивного пласта

Возможные последствия:
непродуктивное бурение, перебуры

Траектория бурения

информация о выходе из пласта запоздала, возникло отклонение

Траектория целевого пласта

Бурение с iAdvisor

Алгоритмы машинного обучения отслеживают уровень вибрации, нагрузку на долото и скорость бурения. Эти данные анализируются на основе накопленного опыта

Оперативный контроль геологической обстановки повышает эффективность бурения



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЛА ПЕРВУЮ В ОТРАСЛИ ЦИФРОВУЮ МОДЕЛЬ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

Сотрудники Научно-Технического Центра «Газпром нефти» совместно со специалистами «Газпромнефть – Ангары» создали первую цифровую модель ачимовской толщи, выявив 10 перспективных зон. Цифровая модель станет основой для формирования стратегии по разработке трудноизвлекаемых запасов ачимовской толщи. Специалистами НТЦ уже создано 30 крупных цифровых геологических моделей различных территорий России и зарубежных стран. В рамках проекта изучены территории Западной Сибири, расположенные в шести субъектах России – это более 1,5 млн км². Выявлено 183 тыс. км² перспективных зон для дальнейшего анализа. Помимо этого, были собраны данные по более чем 3,8 тыс. скважин. Для анализа крупнейшего в отрасли массива геологической информации «Газпром нефть» разработала и применила новые алгоритмы обработки больших объемов данных. На их основе создана цифровая межрегиональная карта ачимовских отложений с ресурсным потенциалом 34,4 млрд тонн нефти и газа. Также впервые была разработана комплексная карта перспективности малоизученной ачимовской толщи. Цифровая модель представляет собой детализированный макет нескольких регионов, состоящий

из более чем 150 карт, на которых определены перспективные зоны. «Цифровой двойник» ачимовских отложений является универсальным инструментом для анализа месторождений в Западной Сибири: за счет собранной информации и разработанной методологии цифровое решение станет основой для формирования стратегии дальнейшей рентабельной разработки ачимовских залежей.

«Создание цифровых моделей таких масштабов – это работа, сопоставимая по наукоемкости с разработкой компьютерных симуляторов сложнейших физических процессов. Ученые оперируют огромными массивами данных, должны учитывать миллионы параметров и взаимосвязей. Цифровые модели месторождений и нефтегазовых бассейнов – это сложный продукт, который свидетельствует о высоком уровне технологического развития компании», – подчеркнул директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор НТЦ «Газпром нефти» Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРЕДЛАГАЕТ СОЗДАТЬ В ЯНАО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОЛИГОН ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

Заместитель Председателя Правительства РФ Дмитрий Козак провел совещание по вопросу технологического развития нефтяной отрасли на площадке Научно-Технического Центра «Газпром нефти» в Санкт-Петербурге. Во встрече приняли участие представители крупнейших нефтяных компаний страны. Председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков предложил создать технологический полигон для изучения и разработки запасов ачимовской толщи. По экспертным оценкам извлекаемые запасы ачимовских залежей составляют от 0,5 до 1 млрд тонн жидких углеводородов. Однако для вовлечения этих запасов в разработку необходимо преодолеть ряд технологических вызовов. «Газпром нефть» уже создала первую в отрасли цифровую модель ачимовской толщи, изучив ее объекты в шести регионах России на территории более 1,5 млн км², главным образом – в ЯНАО и ХМАО. Компания предлагает создать технологический полигон на базе одного из ее лицензионных участков в ЯНАО. Таким образом, для разработки и тестирования технологий освоения ачимовской толщи можно будет объединить усилия участников отрасли, научного сообщества, производителей оборудования и государства.

«Традиционные месторождения в Западной Сибири истощаются, и так называемой «легкой» нефти, которую можно добывать технологиями прошлого века, становится все меньше. А спрос на углеводороды не только не уменьшается, но и растет. Поэтому одна из главных целей для российской нефтяной отрасли — это создание новых эффективных технологий и оборудования для работы с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами. Так, только решение задачи по рентабельной разработке ачимовской толщи может обеспечить дополнительную добычу 20–40 млн тонн нефти в год», — отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков. Ранее «Газпром нефть» уже создала в ХМАО технологический центр «Бажен», получивший статус национального проекта. Цель проекта — объединить усилия различных участников нефтяной отрасли по созданию комплекса отечественных технологий и оборудования для эффективной разработки баженовской свиты.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОВЫШАЕТ НЕФТЕДОБЫЧУ В ХМАО С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

«Газпромнефть-Хантос» при экспертной поддержке Научно-Технического Центра «Газпром нефти» впервые провел на Южно-Приобском месторождении (ХМАО – Югра) высокотехнологичный гидроразрыв пласта с применением уникального состава жидкости для ГРП. Особое сочетание использованных при операции веществ обеспечило повышение нефтеотдачи по скважине до 10 %. На южной лицензионной территории Приобского месторождения впервые был проведен ГРП в горизонтальных скважинах с применением уникальной комбинации жидкостей ГРП. При операции был использован состав на водной основе с загустителем из природного гуарового полимера. Смесь состояла из маловязкой жидкости, обеспечивающей при закачке в пласт удлинение трещин, и вязкой жидкости, необходимой для транспортировки проппанта (химического агента, который не позволяет образовавшимся трещинам закрыться). Благодаря оптимальной пропорции количества жидкостей при высокотехнологичном ГРП на Южно-Приобском месторождении было достигнуто удлинение трещин на 15–20 % по сравнению с типовыми. Повышение скорости и объема закачки веществ в пласт обеспечило более обширный охват пласта. В результате применения новой смеси рост добычи углеводородов по скважине составил от 7 до 10 %.

Реализация пилотного проекта по ГРП с использованием нового похода не потребовала дополнительных затрат. В ближайшее время данная технология интенсификации добычи нефти может быть тиражирована на другие активы «Газпром нефти» с подходящими геологическими условиями.

«Газпромнефть-Хантос» занимается повышением экономической эффективности добычи углеводородов. Работая с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами, вовлекая в разработку краевые участки месторождений, предприятие создает систему экономически рентабельных технологий. Примененный метод показал свою жизнеспособность: нам удалось без увеличения затрат получить дополнительный приток углеводородов», — отметил генеральный директор «Газпромнефть-Хантоса» Алексей Кан.

«Газпром нефть» — признанный эксперт в проведении сложных операций нефтедобычи, который успешно реализует высокотехнологичные проекты. Для достижения поставленных целей и повышения эффективности добычи углеводородов мы применяем лучшие практики и технологии, модернизируя и адаптируя их под особенности активов компании», — отметил директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического центра Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И КОМПАНИЯ «ИННОПРАКТИКА» ОПРЕДЕЛИЛИ ПОБЕДИТЕЛЕЙ КОНКУРСА НА ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В НЕФТЕДОБЫЧЕ

7 декабря финалом второго этапа в Санкт-Петербурге завершился конкурс Gazprom neft SmartOil Contest по поиску алгоритмов машинного обучения для эффективной добычи энергоресурсов. Организаторами выступили Научно-Технический Центр «Газпром нефти» и компания «Иннопрактика». Ключевой задачей конкурса стал поиск новых алгоритмов в области анализа данных. В конкурсе принимали участие специалисты по машинному обучению (индивидуально или в составе команд), а также студенты, получающие образование в сферах ИТ и нефтяной отрасли. Конкурс стартовал в конце августа и состоял из двух независимых сессий – летней и осенней, каждая из которых включала заочный и очный этапы. Общий призовой фонд превышал 1,5 млн руб., который разделили между собой 18 финалистов двух сессий. Финал первого этапа конкурса состоялся в Москве 13 октября.

«Современная "нефтянка" – это работа на стыке науки, высоких технологий, инжиниринга и программных решений. Сегодня цифровые данные ценятся зачастую не меньше, чем физические активы – ежедневно любая крупная компания генерирует огромный объем информации. Найти ключи, чтобы извлекать из этого потока максимальную выгоду – одна из стратегических задач отрасли. Именно поэтому мы стараемся вовлекать как можно больше партнеров в процессы создания новых алгоритмов и программных продуктов, которые в будущем кардинально изменят нефтяную промышленность и позволят эффективно разрабатывать все более сложные запасы», – отметил

генеральный директор Научно-Технического Центра «Газпром нефти» Марс Хасанов.

«Одна из задач в рамках цифровой трансформации – сделать так, чтобы человек смог принимать решения более качественно, объективно, на основе совокупности полученных данных. Конкурс Gazprom neft SmartOil Contest показал огромный интерес со стороны сообщества Data Scientist к данным проектам «Газпром нефти». Обладая уникальными наборами промышленных, геологических и других видов данных, мы хотим, чтобы люди с компетенциями в области машинного обучения и искусственного интеллекта применяли свои способности именно в этих направлениях: цифровые двойники, когнитивные помощники, предиктивная аналитика технологических решений, несущих максимальный экономический эффект для компании», – заявил директор по цифровой трансформации «Газпром нефти» Андрей Белевцев. Помимо денежного гранта победители получат возможность стать частью команды, которая работает над созданием самообучающегося цифрового помощника инженера-нефтяника в рамках технологического направления Электронная разработка активов (ЭРА) «Газпром нефти». Основной функцией программы будет обработка Big Data, собираемых цифровыми системами с месторождений, для определения оптимальных технологических и экономических решений по добыче нефти.

Подробнее о конкурсе можно узнать на сайте smart-oilonline.ru.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТКРЫЛА ВТОРОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

«Газпромнефть-Сахалин», дочерняя компания «Газпром нефти», завершила бурение и испытание поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре Аяшского лицензионного участка на шельфе Охотского моря. По результатам выполненных работ открыто месторождение углеводородов, геологические запасы которого оцениваются свыше 137 млн т нефтяного эквивалента. Новое месторождение получит название Тритон – в честь античного морского бога, сына Нептуна.

При строительстве скважины применялась современная полупогруженная буровая установка 6-го поколения.

Решение о бурении на Баутинской структуре было принято на основании глубокого геологического изучения региона, интерпретации данных сейсморазведки 3D, а также успешного опыта бурения на Аяшском участке. В 2017 году здесь было открыто месторождение «Нептун», одно из крупнейших на Сахалинском шельфе. Его запасы составили 415 млн тонн нефти по категориям C₁+C₂.

При строительстве скважины на Баутинской структуре применялись передовые технологические решения, что позволило выполнить работы качественно и в срок.

«С 2017 года на Аяшском лицензионном участке мы открыли уже второе месторождение нефти. Это позволяет говорить о формировании нефтедобывающего кластера на шельфе Сахалина и делает Дальний Восток новым стратегическим регионом на карте активов «Газпром нефти». Разработка месторождений Нептун и Тритон откроет значительные перспективы для развития инфраструктуры острова и в целом для социально-экономического роста в Сахалинской области. Мы продолжаем изучение и освоение всех шельфовых лицензионных участков, которые находятся в нашем портфеле», – отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

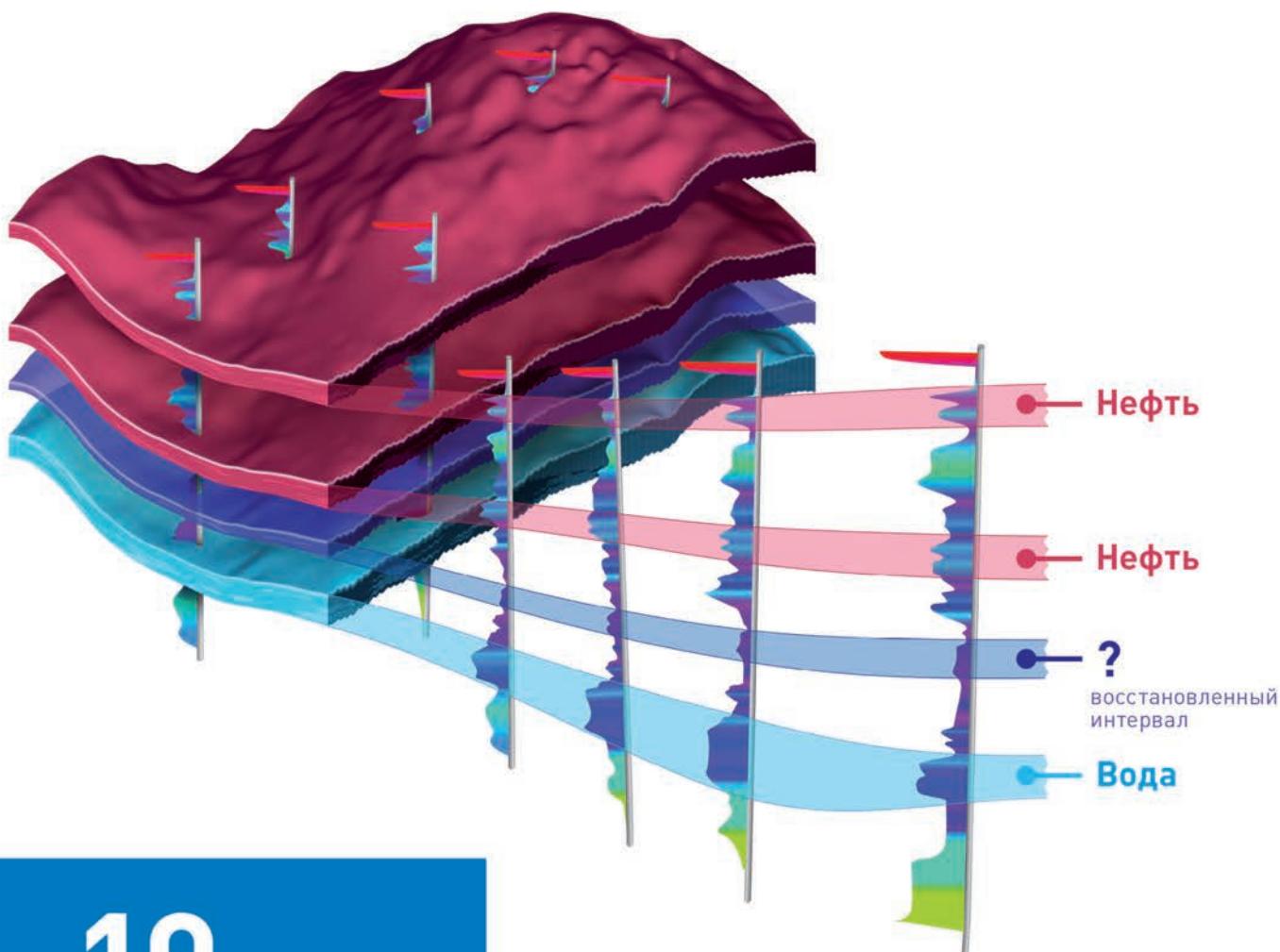


«Умный поиск» глубинных взаимосвязей

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» совместно с ФГУП «ГосНИИАС» (институт им. Н.Е. Жуковского) реализуется проект «Новые методы автоматизированной пространственной корреляции разрезов скважин».

Проект направлен на разработку алгоритмов для анализа больших объемов геофизических данных, восстановления недостающих интервалов каротажных диаграмм, автоматизированной корреляции и построения структурного каркаса геологической модели многопластового месторождения. С помощью методов глубоких нейронных сетей это позволит значительно повысить производительность работы геологов и снизить число ошибок.

Создан прототип ПО, который находится на стадии тестирования.



в 10 раз

минимальный рост производительности* работ



ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ

* в сравнении со стандартными программными продуктами

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗРАБОТАЛА ЦИФРОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ С УНИКАЛЬНЫМИ АЛГОРИТМАМИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗАТРАТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

«Газпром нефть» разработала цифровые продукты для расчета капитальных вложений и операционных затрат на этапе концептуального проектирования и эксплуатации месторождений. Благодаря уникальным цифровым программам точность оценки расходов увеличилась в 2 раза по сравнению с отраслевыми стандартами, что позволяет принимать болеезвешенные финансовые решения как для действующих, так и будущих активов.

Цифровые продукты по расчету капитальных вложений и операционных затрат не имеют аналогов в российской нефтяной отрасли по степени детализации затрат и возможности настройки большого числа параметров, влияющих на конечную стоимость объекта. Инструмент по расчету капитальных вложений позволяет оценить широкий перечень объектов: от стоимости строительства автодорог до всей инфраструктуры нового месторождения. Программа по работе с операционными затратами оценивает расходы на протяжении всего цикла эксплуатации активов с учетом цен на комплектующие и ремонт оборудования.

Цифровые инструменты уже протестираны на Новопортовском, Восточно-Мессояхском, Северо-Самбургском и Тазовском месторождениях. Программы созданы в рамках одного из направлений технологической стратегии «Газпром нефти» — Электронной разработки активов (ЭРА) и входят в цифровой комплекс «ЭРА/ИСКРА».

Созданием новых цифровых инструментов по работе с затратами занимались специалисты Национального Технического Центра «Газпром нефти», «Газ-

промнефть-Развития» и ИТСК (дочерняя компания «Газпром нефти», занимается разработкой программного обеспечения). В рамках новой платформы применены уникальные алгоритмы и функции, до сих пор не представленные на рынке в коммерческом ПО. В частности, это возможность взаимодействовать как с внутренними, так и с внешними ИТ-системами, а также алгоритмы расчета грузопотоков для логистического инжиниринга и расчета диапазона неопределенности с учетом ряда неизвестных параметров ценообразования.

«Газпром нефть» демонстрирует хорошие показатели экономической эффективности проектирования и разработки месторождений. С помощью современных цифровых продуктов мы проводим комплексную оценку и принимаем оптимальные финансовые и производственные решения для каждого актива», — отметил директор по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор НТЦ «Газпром нефти» Марс Хасанов.

«В связи с многократным увеличением числа проектов у компании растет потребность в оценке затрат на их выполнение. Использование цифровых решений позволяет работать с неопределенностями, обрабатывать большое количество информации и увеличить скорость принятия управлений решений», — подчеркнул директор дирекции по крупным проектам Блока разведки и добычи, генеральный директор «Газпромнефть-Развития» Денис Сугаилов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОСТРОИТ ИННОВАЦИОННЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР В ТЮМЕНИ

В рамках Тюменского нефтегазового форума «Газпром нефть» заключила с правительством Тюменской области соглашение о создании в регионе Центра исследования пластовых систем. Подписи под документом поставили председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков и губернатор Тюменской области Александр Моор.

Компания планирует построить в Тюмени инновационный лабораторный комплекс, который призван стать экспертым центром управления геологическими исследованиями «Газпром нефти».

Центр будет решать такие задачи, как интеграция данных о геологических объектах компании, разработка новых методик и технологий измерения параметров пласта, развитие технологий цифрового моделирования керна.

Новый инновационный комплекс, аналогов которому нет в России, объединит лаборатории, высокотехнологичное кернохранилище и инновационное офисное пространство, станет площадкой для целевой подготовки и развития специалистов компании, местом проведения отраслевых конференций.

«Для Тюменской области совместная работа с компанией „Газпром нефть“ имеет большое значение. Мы дорожим сложившимся взаимодействием и готовы его развивать. В Тюмени сосредоточены научные центры всех крупных нефтегазовых компаний. Сегодня регион стремится стать территорией, где будет создан один из 15 научно-образовательных центров России мирового уровня. Он предполагает интеграцию и взаимодействие Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Не-

нецкого автономных округов, высших учебных заведений, научных центров и, конечно, промышленных компаний. Традиционным вектором научно-технологического развития региона остаются вопросы повышения эффективности добычи и переработки углеводородного сырья. Кроме того, у Тюменской области большой потенциал в комплексной цифровизации производственных процессов в нефтегазовой сфере. В этом направлении активно продвигаются все крупные компании, в том числе и „Газпром нефть“. Консолидация усилий всех сторон позволит эффективнее решать задачи, стоящие перед нефтегазовой отраслью страны», - подчеркнул губернатор Александр Моор.

«Новый исследовательский центр дополнит уже существующий научный кластер „Газпром нефти“ в Тюменской области. Он объединит наши наработки в сфере инновационных методов изучения пласта и цифровые технологии. Для инженеров-геологов здесь будут созданы интегрированные рабочие места: прямо из лаборатории центра они смогут получать фактически в онлайн-режиме полную информацию об операциях на скважинах, а также взаимодействовать с внешними партнерами. Реализация проекта, как мы ожидаем, сыграет значительную роль в изучении геологического строения месторождений, находящихся в портфеле компании», - отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «ШЕЛЛ» И «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ Н.В.» ДОКАЗАЛИ УСПЕШНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НОВОГО ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (СПД) совместно с Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» и техническими специалистами концерна «Шелл» провели успешное тестирование перспективного химического метода увеличения нефтеотдачи АСП.

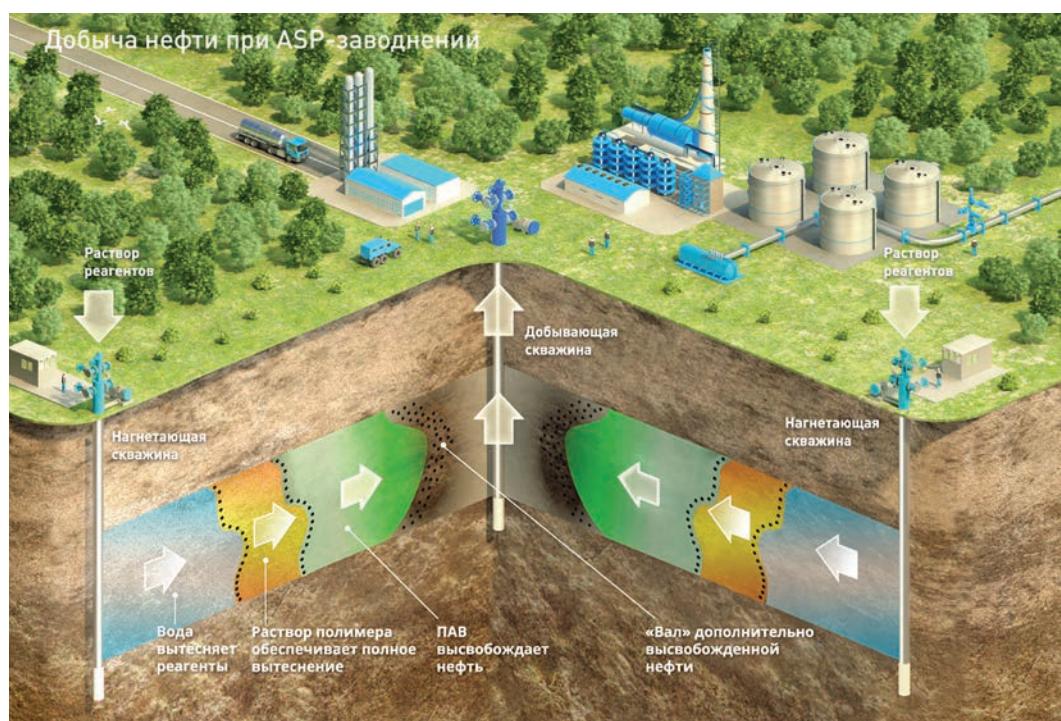
В результате на опытном участке Западно-Салымского месторождения удалось достичь коэффициента извлечения нефти 69 %, из них эффект от применения АСП-заводнения составил 17 %.

Результаты пилотного проекта демонстрируют большой потенциал для применения данной технологии в Западной Сибири.

Перспективы для дальнейшего широкомасштабного внедрения технологии ограничены существующей моделью налогообложения отрасли. Использование метода АСП дает возможность повысить добчу, увеличивая ценность проекта и формируя дополнительную налоговую базу. Однако себестоимость применения технологии, а также налогообложение на общетраслевом уровне делают подобные проекты нерентабельными. Специалисты «Газпром нефти», «Шелл» и СПД разработали предложения по экономическому стимулированию внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи, позволяющие вовлечать в разработку остаточные запасы истощенных место-

рождений. Предложения обсуждаются с профильными государственными ведомствами.

«Использование новой технологии позволяет добиться результатов, которые существенно превосходят привычные для отрасли показатели. Во время опытно-промышленных испытаний нам удалось извлечь из недр почти вдвое больше обычного – около 70 % содержащейся в пласте нефти. Особенно ценна возможность применения этой технологии на истощенных месторождениях, в регионах, где добыча ведется уже много лет и естественным образом идет на спад. Внедрение нового метода, подкрепленное механизмом налоговой поддержки, даст вторую жизнь зрелым активам в традиционных регионах нефтедобычи и на много лет продлит срок эксплуатации этих месторождений. При создании дополнительных мер налогового стимулирования мы сможем извлекать нефть, которая иначе никогда не будет добыта. Это обернется безусловной выгодой и для государства в виде налоговых поступлений, и для отрасли за счет увеличения ресурсной базы, и для регионов, получивших новый стимул для экономического развития», – отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти», руководитель Блока разведки и добычи Вадим Яковлев.



АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ЗАДАЧ ИНТЕРПОЛЯЦИИ И ПРОГНОЗА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В МЕЖСКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

ANALYSIS OF MACHINE LEARNING ALGORITHMS APPLICABILITY FOR TASKS
OF INTERPOLATION AND GEOLOGICAL PROPERTIES FORECASTING WITHIN INTERWELL SPACE

Д.В. Егоров, Б.В. Белозеров

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

Электронный адрес: egorov.dvi@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: машинное обучение, геологическое моделирование, интерполяция

D.V. Egorov, B.V. Belozerov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Obviously, in last years complexity of oil and gas fields has increased dramatically and the era of simple and easy retrievable resources has almost gone. This situation leads to necessity of careful and comprehensive uncertainty quantification and risk analysis during field evaluation and planning development strategy. Conventional and widely used geological modelling algorithms based on kriging and stochastic simulation process produce biased results due to not accurate variogram ranges induced by the lack of knowledge about geological setting of target formation. It is necessary to develop a tool that could explore available geological data and retrieve spatial environmental dependencies of a particular field and then exploit them for the following geological modelling. Modern statistical methods such as machine learning algorithms can be used for these tasks.

In this research applicability of machine learning algorithms for the task of interpolation and reservoir properties prediction within interwell space was analyzed. Robustness and quality of forecast produced by different machine learning models also were considered. Influence of information amount and sparsity of geological data on prognosis accuracy were estimated in order to determine range of used method applicability.

Keywords: machine learning, geological modeling, interpolation

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-13-16

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на то, что алгоритмы машинного обучения не являются инновационными, они получили широкое распространение только недавно в связи со значительным увеличением вычислительных компьютерных мощностей, повышением их доступности, а также вследствие кратного увеличения объемов информации, аккумулируемой в цифровом виде. В настоящее время подобные когнитивные методы используются при решении различных задач, включаяющих распознавание образов [1], прогнозировании экономических временных последовательностей [2], рекомендательных системах в медицине [3]. Несмотря на широ-

кое распространение, применимость подобных методов относительно мало исследовалась в задачах прогнозирования геологических свойств нефтяных и газовых резервуаров. Например, в работах [4, 5] авторы рассматривали не общую применимость методов, а конкретные алгоритмы, в частности машины опорных векторов [6], в то время как для решений подобной регрессионной задачи прогноза свойств в межскважинном пространстве существует множество других моделей.

В настоящее время наиболее широко применяются алгоритмы для геологического моделирования, основанные на интерполяции с помощью кригинга и стохастической симуляции, которые в большинстве случаев

УДК 550.8.072

© Д.В. Егоров,
Б.В. Белозеров,
2018

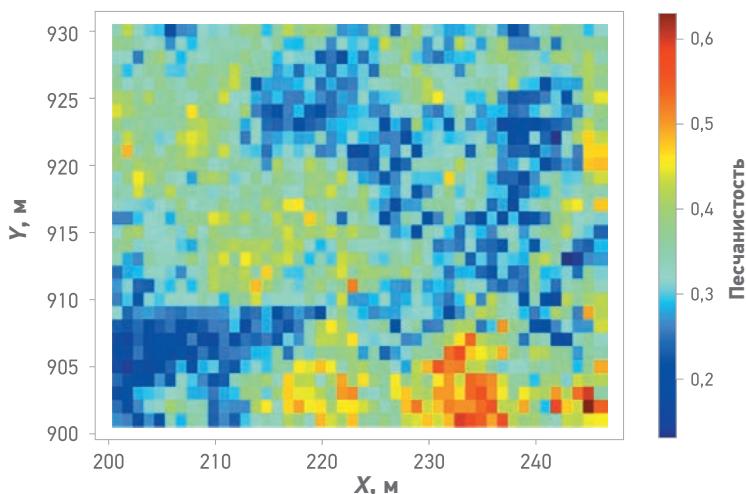


Рис. 1. Карта распространения песчанистости по площади резервуара

дают некорректную оценку при прогнозе геологических свойств. Даже самая детальная концептуальная геологическая модель не может в полной мере описать сложную геологическую обстановку целевого пласта. Это является одной из причин ошибок при выборе значения ранга вариограммы, что в результате ведет к созданию нереалистичных геологических моделей, а также переоценке или недооценке прогнозируемых свойств. Алгоритмы машинного обучения не требуют какого-либо экспертного знания и способны самостоятельно извлекать пространственную геометрическую информацию из геологических данных, а имеющаяся концептуальная модель может быть использована, например, для оценки достоверности полученных результатов.

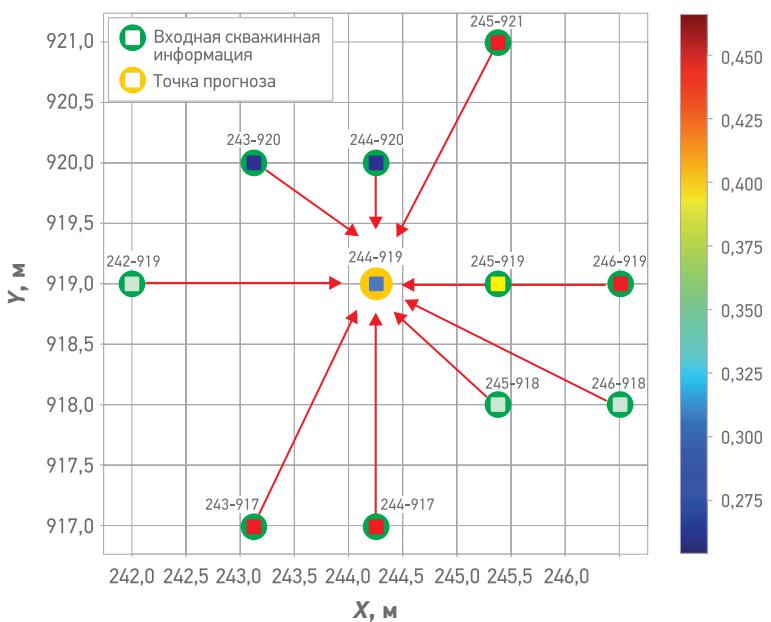


Рис. 2. Прогноз песчанистости в точке 244-919

ОПИСАНИЕ ДАННЫХ

В настоящей работе исследовалась синтетическая 3D геологическая модель, построенная на основе детального седиментологического описания Шестаковского обнажения, расположенного в Кемеровской области. Разрез обнажения сложен юрскими отложениями и представлен сложной флювиальной системой, включающей шесть фаций с различными петрофизическими параметрами. Таким образом, рассматриваемая геологическая модель достаточно сложна, что позволяет считать ее подходящей основой для экспериментов. Кроме того, одно из значительных преимуществ модели заключается в том, что она построена на основе разреза, являющегося аналогом для многих месторождений Западной Сибири, на которых планируется дальнейшее применение разработанной методики.

В качестве целевого прогнозируемого параметра была выбрана песчанистость резервуара. Используемая геологическая модель характеризуется крайне сложным и неравномерным распространением данного параметра по площади (рис. 1), что позволяет протестировать алгоритм в условиях, приближенных к реальным, и доказать устойчивость полученного решения. Карта песчанистости, построенная на основе используемой модели и представленная на рис. 1, содержит 1380 точек (46x30 ячеек), каждая из которых может быть рассмотрена в качестве синтетической скважины, пробуренной в ячейке размером 200x200 м.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В ходе исследований изучались применимость и устойчивость решения на различных стадиях освоения месторождения, которые могут быть охарактеризованы разным числом скважин, а, следовательно, разным объемом имеющейся геолого-геофизической информации. Только часть точек из геологической модели рассматривалась как входная информация (от 1 до 50 %, что соответствует 14–690 скважинам). На начальном этапе имеющиеся данные применялись для построения пространства признаков, которое в дальнейшем могло бы быть использовано алгоритмом для прогноза параметра песчанистости в конкретной точке (рис. 2). Таким образом, для каждой точки выборки был построен набор характеристик, включающий значения целевого

вого параметра по ближайшим скважинам, а также координаты, расстояния и различные статистики. Эти данные были использованы для обучения алгоритма с целью последующего прогноза значений параметра на неразбуренных участках.

Второй этап заключался в применении обученной и настроенной модели для оценки значений песчанистости в точках с отсутствующей информацией с последующей оценкой качества и устойчивости прогнозной способности алгоритма.

В ходе этих двух этапов испытывались различные алгоритмы машинного обучения, включающие как относительно простые регрессионные модели (множественная регрессия с L1 и L2 регуляризацией – регрессия на основе машин опорных векторов), так и сложные ансамблевые решения (случайный лес, градиентный бустинг) с целью оценки устойчивости их работы при разном количестве информации и различной пространственной представленности. Наилучшее качество прогноза и его устойчивость по результатам экспериментов показал алгоритм гребневой регрессии (ridge regression), который хорошо подходит для ситуаций с достаточно малым объемом информации (десятки точечных значений на площади в несколько квадратных километров) благодаря L2 регуляризации, позволяющей избежать жесткой привязки к имеющимся данным.

Как отмечалось ранее, в ходе работы исследовалось влияние количества входной информации (**рис. 3**). В дополнение к этому одно и то же число точек отбиралось случайным образом 20 раз с последующим переобучением и прогнозом, чтобы оценить влияние пространственного расположения данных на устойчивость получаемого прогноза и его дисперсию.

Из **рис. 3** видно, что уже 5 % информации позволяет достаточно точно восстановить поле распространения целевого параметра в межскважинном пространстве.

Количественная математическая оценка в ходе экспериментов показала, что при очень малом объеме информации достаточно сложно получить устойчивый прогноз, который при наличии около 1 % данных по площади имеет как достаточно большую среднюю квадратическую ошибку, так и большую ее дисперсию (**рис. 4**). Однако, уже при 5 % данных качество прогноза значительно увеличивается, а дисперсия ошибки уменьшается, что также было отмечено ранее при визуальном анализе.

На основе на полученных результатах можно сделать вывод о том, что выбранная модель применима для решения задач прогнозирования геологических параметров в межскважинном пространстве уже на этапе перехода от геолого-разведочных работ к опытно-промышленной разработке месторождения, поскольку позволяет получить устойчивую оценку с очень незначительной ошибкой.

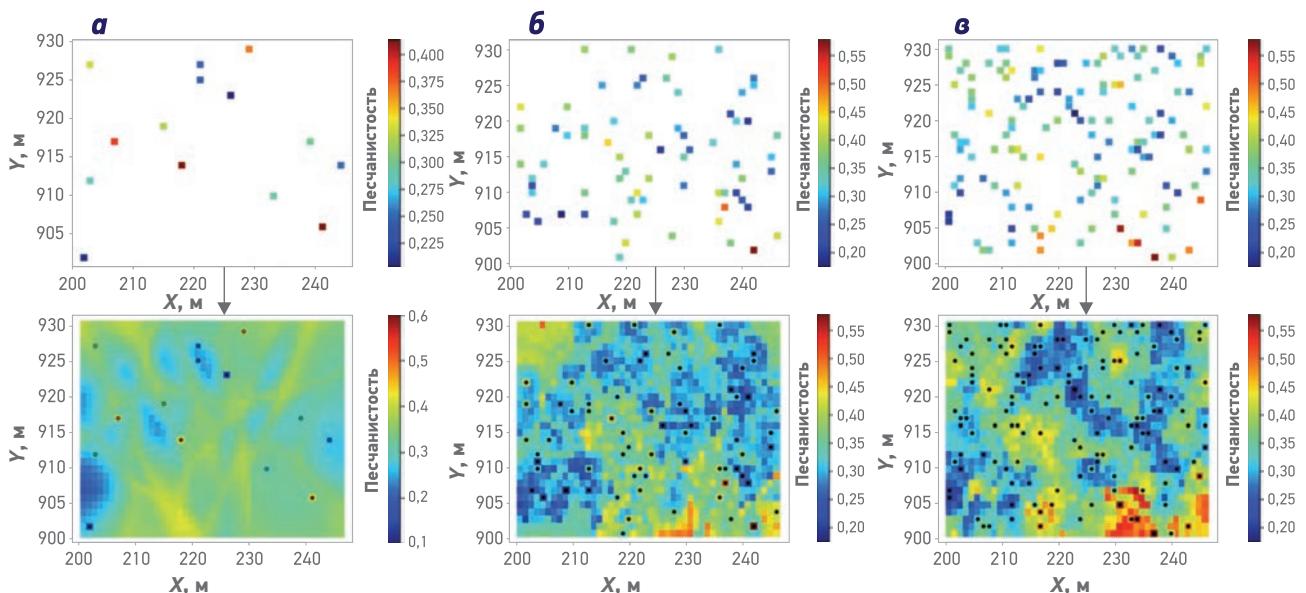


Рис. 3. Распределение песчанистости по скважинам и карты спрогнозированной песчанистости, построенные на основе 1 (а), 5 (б) и 10 (в) % информации об исследуемой площади

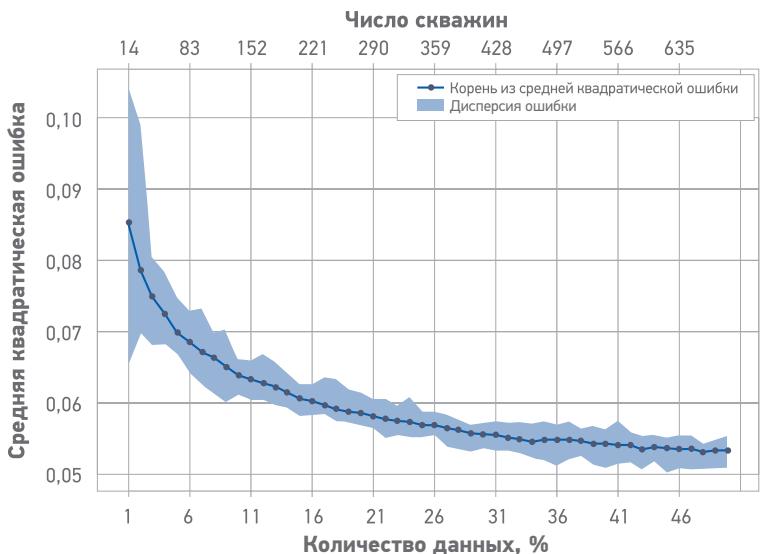


Рис. 4. Зависимость качества прогноза от количества данных

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе алгоритмы машинного обучения исследовались на применимость в качестве альтернативного инструмента для геологического моделирования. Модель гребневой регрессии в отличие от других моделей показала наиболее высокую точность при прогнозе распределения значе-

ний песчанистости в межскважинном пространстве. В работе также изучалась зависимость прогнозной способности модели от объема и пространственного распространения имеющейся информации. Показано, что даже при малом количестве имеющейся информации по площади месторождения получаемый прогноз является устойчивым и реалистичным. Следовательно, полученное решение применимо даже на самых ранних стадиях эксплуатации месторождения. Полученное решение имеет высокий потенциал для дальнейшего совершенствования. В последующих исследованиях планируется провести анализ, включающий сравнение имеющегося алгоритма с более традиционными подходами к геологическому моделированию и межскважинной интерполяции, а также разработать на основе имеющейся методики новый подход к оценке геологических неопределенностей и анализу связанных с ними рисков.

Подводя итог, можно сделать вывод, что применимость методов машинного обучения для задач межскважинной интерполяции была доказана, что являлось основной целью данного исследования.

Список литературы

1. Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G. ImageNet classification with deep convolutional neural networks, NIPS 2012, 2012. – <http://www.image-net.org/challenges/LSVRC/2012/supervision.pdf>.
2. Song Y., Zhou Y., Han R. Neural networks for stock price prediction // Journal of Difference Equation and Applications. – 2018. – May. – P. 1–14.
3. Razzak I., Naz S., Zaib A. Deep learning for medical image processing: Overview, Challenges and Future, Classification in BioApps, 2017. – P. 323 – 350.
4. Support vector machines for classification and mapping of reservoir data / M. Kanevski, A. Pozdnyukhov, S. Canu, P. Wong // Soft computing for Reservoir Characterization and Modeling. – 2002. – V. 80. – P. 531–558.
5. Geomodelling of a fluvial system with semi-supervised support vector regression / V. Demyanov, A. Pozdnyukhov, M. Kanevski, M. Christie//VIII International Geostatistics Congress, 2008.
6. Vapnik V. Statistical Learning Theory. – New York: Wiley, 1998.

References

1. Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G., *ImageNet classification with deep convolutional neural networks*, NIPS 2012, 2012, URL: <http://www.image-net.org/challenges/LSVRC/2012/supervision.pdf>
2. Song Y., Zhou Y., Han R., *Neural networks for stock price prediction*, Journal of Difference Equations and Applications, 2018, May, pp. 1 – 14.
3. Razzak I., Naz S., Zaib A., *Deep learning for medical image processing: Overview, challenges and future*, In: *Classification in BioApps*, 2017, pp. 323 – 350.
4. Kanevski M., Pozdnyukhov A., Canu S., Wong P., *Support vector machines for classification and mapping of reservoir data*, *Soft computing for Reservoir Characterization and Modeling*. Physica, Heidelberg, 2002, V. 80. – pp. 531 – 558.
5. Demyanov V., Pozdnyukhov A., Kanevski M., Christie M., *Geomodelling of a fluvial system with semi-supervised support vector regression*, Proceedings of VIII International Geostatistics Congress, 2008.
6. Vapnik V., *Statistical Learning Theory*, New York: Wiley, 1998.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА К ИЗУЧЕНИЮ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

THE RESULTS OF INTEGRATED APPROACH TO CARBONATE RESERVOIRS STUDY

УДК 553.98(571.1)

© Коллектив
авторов, 2018

**М.Г. Ильина, Р.Р. Файзуллин, М.И. Кременецкий, д.т.н., А.Р. Валиахметова,
М.А. Тугарова, д.г.-м.н., Е.В. Стремичев, Е.Н. Максимова, М.А. Монжерин**
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: llina.MG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: карбонатный коллектор, мультидисциплинарный подход, залежь надгоризонт, фаменский ярус, неоднородность фильтрационных свойств, выделение коллектора, кластеризация, петротипы, неопределенность KH, граничное значение пористости

**M.G. Ilina, R.R. Fayzullin, M.I. Kremenetskiy, A.R. Valiakhmetova, M.A. Tugarova,
E.V. Stremichev, E.N. Maksimova, M.A. Monzherin**

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Carbonate reservoirs are well known for high uncertainty in reservoir properties estimation. The article presents integrated analysis of well data (such as core data, log data, well testing data and well performance data) for reservoir characterization and classification in order to revise geological structure and re-estimate mobile oil volume.

Keywords: carbonate reservoir, multidisciplinary approach, zavolzhsky horizon, famenian deposits, heterogeneity, net reservoir thickness evaluation, clustering, petrophysical rock types, KH uncertainty, porosity cut-off

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-17-21

ВВЕДЕНИЕ

Выделение коллектора в карбонатных залежах при наличии таких осложняющих факторов, как высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и разрезу, является достаточно сложной задачей. Цель данной работы заключалась в уточнении геологической концепции строения месторождения, так как на начальной стадии разработки не подтвердились его плановые технологические показатели. Работы выполнялись с применением полного комплекса исследований, включая геофизические (ГИС), гидродинамические (ГДИС), промысловогеофизические (ПГИ), а также результаты анализа работы первоочередных скважин.

Рассматриваемый актив находится в Оренбургской области, представлен карбонатными и терригенными отложениями среднего и верхнего девона, турнейского яруса нижнего карбона и нижней перми артинского яруса. Всего в разрезе выделяется 14 пла-

стов с подтвержденной нефте- и газоносностью, в том числе пласти залежи надгоризонта фаменского яруса (пласти Дзл₁, Дзл₂, Дф₁), которые являются основными как по объему запасов, так и по распространению по площади. Залежь надгоризонт представляет собой структуру облекания фаменских биогермных карбонатных построек.

На площади актива выделено множество мелких, удаленных друг от друга перспективных карбонатных построек фаменского возраста и их структур облекания. Результаты поисково-оценочного и разведочного бурения 2015–2016 гг. на ряде выявленных построек подтвердили высокий потенциал залежи надгоризонта. Однако эксплуатационное бурение 2017 г. на первоочередном участке показало противоречивые результаты: с одной стороны, наблюдалось подтверждение структуры и фактических нефтенасыщенных толщин $h_{\text{нн}}$ по результатам ГИС, с другой – не подтвердился показатель $k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{нн}}$ ($k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости)

пласта по результатам ГДИС. По фактическим последовательным замерам пластового давления $p_{\text{пл}}$ при запуске всех пробуренных добывающих скважин зафиксировано снижение $p_{\text{пл}}$ на 40 % за 14 мес эксплуатации, что противоречило имеющейся информации о накопленных отборах и начальных геологических запасах.

Для выявления причин расхождения плановых и фактических показателей было решено комплексно проанализировать всю имеющуюся информацию по активу:

- результаты бурения восьми скважин в первоочередном районе бурения (данные ГИС, результаты интерпретации данных ГИС (РИГИС), начальные дебиты);
- данные керновых исследований восьми разведочных скважин;
- результаты ГДИС эксплуатационных и разведочных скважин, замеры пластового давления, данные интерференции скважин;
- данные ПГИ эксплуатационных и разведочных скважин.

Анализ каждого метода исследования проводился поэтапно и итерационно, на каждом этапе сопоставлялись и сверялись результаты

изучаемого и других методов. По мере поступления новой информации проводилось ранжирование качества результатов, при необходимости ранее определенные параметры корректировались с целью полноценной увязки полученной информации. Работа выполнялась мультидисциплинарной группой.

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

На первом этапе было выполнено сопоставление интервалов и доли притока из каждого интервала, определенных по данным ПГИ, и пористости, определенной по данным ГИС. Для установления интервалов и доли притока использовались данные термометрии, которая более чувствительна в условиях невысоких дебитов. В анализе участвовали пять скважин.

Полученные результаты показали, что для пластов Дзл_1 и Дзл_2 приток наблюдается, при коэффициенте пористости $K_n > 5,5 \%$, для пласта Дф_1 – при $K_n > 8–9 \%$, тогда как граничное значение пористости $K_{n,\text{гр}}$ для всех пластов составляет 3,8 % (рис. 1).

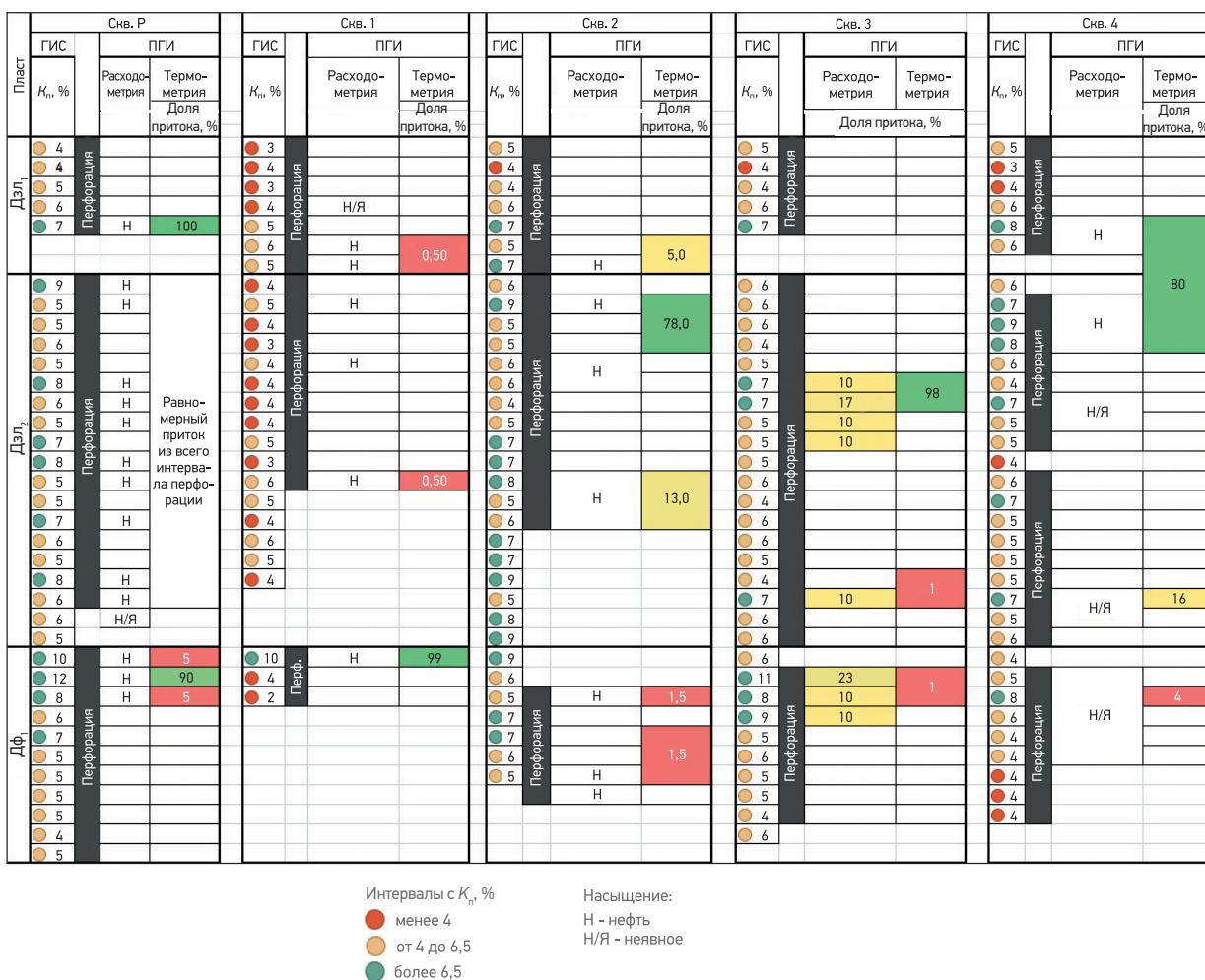


Рис. 1. Результаты ПГИ и определение K_n по данным ГИС

Значение граничной пористости $K_{\text{п,гр}}$ подтверждено двумя методами: корреляционным через $K_{\text{п}}$ динамический [1] и через минимальный радиус пор [2]. При этом при использовании граничного значения пористости 5,5 % нефтенасыщенные толщины уменьшаются до 39 % ранее выделенных толщин.

ДИНАМИКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС

Начальное пластовое давление подтверждено тремя замерами в двух скважинах: в разведочной при первоначальном опробовании и испытании, после запуска разведочной скважины на пласти заволжского надгоризонта и в первой добывающей скважине. Аномально низкое давление не выявлено. Замеры текущего пластового давления при запуске следующих добывающих скважин в течение 14 мес показали снижение пластового давления на 40 % относительно начального.

Согласно результатам анализа методом материального баланса наилучшая сходимость фактических и расчетных пластовых давлений наблюдается при снижении начальных геологических запасов (НГЗ) до 40 % принятого значения (рис. 2).

Результаты, полученные при применении метода материального баланса при снижении НГЗ до 40 %, сопоставимы с ранее полученными результатами анализа данных ПГИ и РИГИС.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ

Все скважины оборудованы электроцентробежным насосом с датчиками термоманометрической системы, что позволяет осуществлять непрерывный мониторинг забойного давления и проводить гидродинамические исследования. Наиболее продолжительной работой характеризуется разведочная скважина, расположенная в купольной части постройки. Добывающие скважины пробурены на расстоянии 400 м от разведочной. Анализировалась работа восьми скважин, включая разведочную. В результате анализа были выявлены отклики забойного давления разведочной скважины на запуски и/или остановки окружающих добывающих скважин, и реакция забойного давления добывающих скважин на остановку разведочной (рис. 3).

Зафиксирована интерференция разведочной скважины с четырьмя добывающими, с

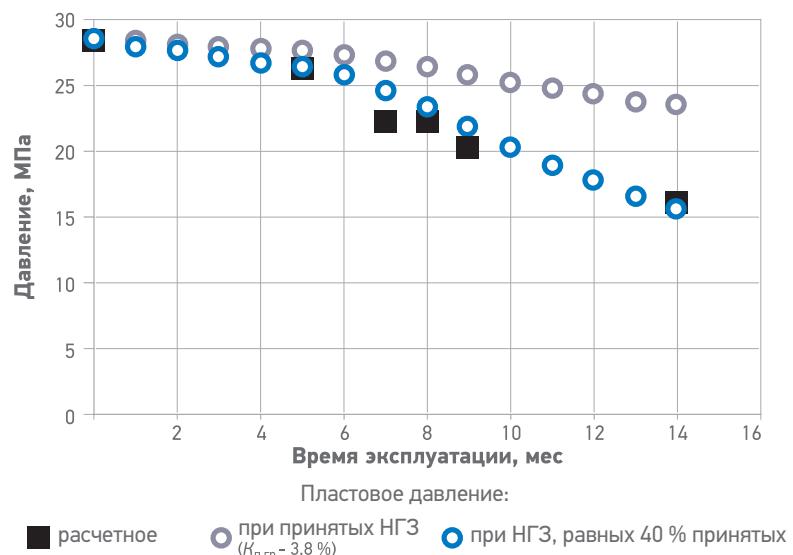


Рис. 2. Настройка материального баланса (модель без аквифера)

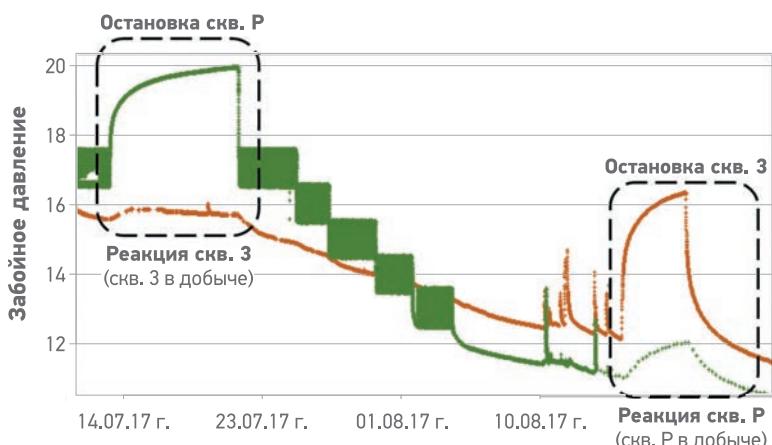


Рис. 3. Пример интерференции между разведочной скв. Р и одной из добывающих скважин (скв. 3)

тремя – связь не обнаружена. Исходя из интенсивности и времени отклика была определена пьезопроводность, по которой с учетом вязкости, скимаемости и пористости была рассчитана проницаемость пласта в межскважинном пространстве [3].

На втором этапе с использованием гидропроводности, полученной по результатам ГДИС, и проницаемости межскважинного пространства, определенной на предыдущем этапе, были оценены работающие толщины $h_{\text{раб}}$ по всем скважинам, где была зафиксирована интерференция (табл. 1).

Диапазон работающих толщин, определенных по данным ГДИС, составил от 85 до 9 % по сравнению с нефтенасыщенными толщины $h_{\text{нн}}$ по данными ГИС, в среднем доля работающих толщин была равна 34 %, что сопоставимо с предыдущими оценками.

Таблица 1

Номер скважины	Метод ГДИС	Номер реагирующей скважины	$\frac{h_{раб}(ГДИС)}{h_{ни}(ГИС)}, \%$
Р	КВД	1	48
		2	28
		3	59
		4	19
		5	43
		Среднее значение	39
1	КСД	1	19
		Среднее значение	19
2	КСД	1	17
		Среднее значение	17
3	КВД	1	87
		2	80
		Среднее значение	85
4	КВД	1	9
		Среднее значение	9
		Среднее значение по всем скважинам	34

Примечание. КВД – кривая восстановления давления, КСД – кривая стабилизации давления.

АНАЛИЗ ДАННЫХ ГИС И КЕРНА

По результатам изучения данных ПГИ, ГДИС, керновых материалов и динамики пластового давления коллекторы заволжского надгоризонта были разделены на три петротипа по пористости и среднему значению проницаемости $k_{пр}$ (рис. 4):

- петротип 3 (лучшие ФЕС) – $K_{п} > 7,5 \%$, $k_{пр,ср} = 9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, интенсивно работает по данным ПГИ;
- петротип 2 (средние ФЕС) – $5,5 \% < K_{п} < 7,5 \%$, $k_{пр,ср} = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, слабо работает или не работает по данным ПГИ;
- петротип 1 (худшие ФЕС) – $3,8 \% < K_{п} < 5,5 \%$, $k_{пр,ср} = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, не работает по данным ПГИ.

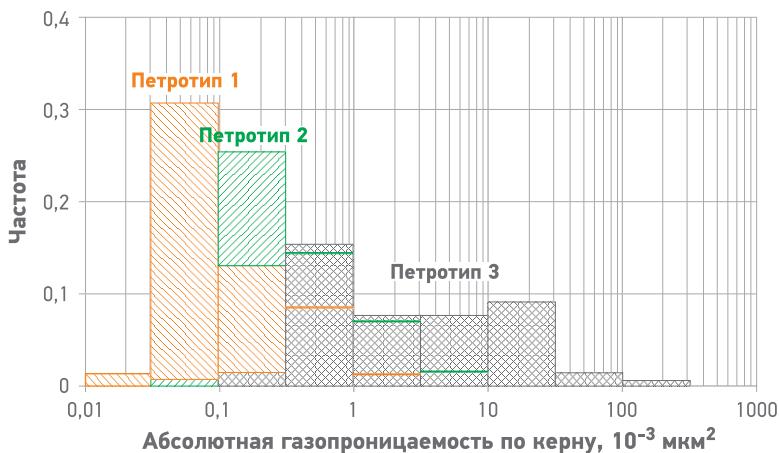
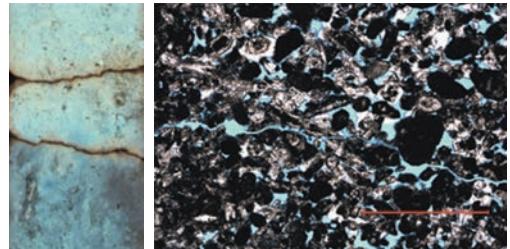


Рис. 4. Типизация коллектора пластов заволжского надгоризонта

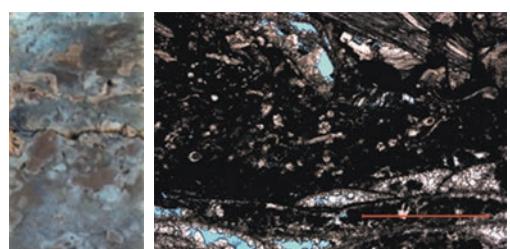
– петротип 1 (худшие ФЕС) – $3,8 \% < K_{п} < 5,5 \%$, $k_{пр,ср} = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, не работает по данным ПГИ.

Далее была проведена связка выделенных петротипов с литологией, определенной по керну с использованием данных петрографического анализа шлифов и характера свечения керна в ультрафиолетовом свете (рис. 5).



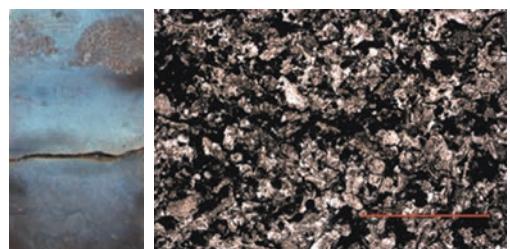
Петротип 3:

- зернистый известняк, хорошие ФЕС;
- УФ - равномерное свечение;
- по петрографии большое количество зерен, мало цемента
- ПГИ - интенсивно работающие интервалы



Петротип 1,2:

- известняки биодетритовые с микритовым заполнением, хорошие/ухудшенные ФЕС;
- УФ - неравномерное свечение;
- по петрографии большое количество зерен, мало цемента, присутствуют биоморфные зерна;
- ПГИ - слабо работает либо не работает



Неколлектор:

- известняки сфероагрегатные и водорослевые с микритовым заполнением;
- УФ - слабое или отсутствует;
- по петрографии малое количество зерен, много цемента, присутствуют компоненты водорослевого каркаса;
- ПГИ - не работает и является неколлектором. Может являться драйвером проводимости при наличии тектонических трещин

Рис. 5. Петротипы коллектора заволжского надгоризонта с литологией разреза

Затем был выполнен анализ кривых ГИС, реагирующих на различный характер свечения керна в ультрафиолетовом свете (см. рис. 5). С помощью метода иерархической кластеризации [4, 5] были выделены характерные признаки петротипов, полученные по данным ГИС (табл. 2).

Таблица 2

Метод ГИС	Неколлектор	Петротип 1, 2	Петротип 3
АК, мкс/м	162,14	168,51	184,79
НГК, усл. ед.	3,68	3,02	2,36
ГК, мР/ч	1,27	1,32	1,23
БК, Ом·м	564	131	23
ГГКп, г/см ³	2,65	2,66	2,58

Примечание. АК – акустический каротаж, НГК – нейтронный гамма-каротаж, БК – боковой каротаж, ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж

В ходе совместного анализа кривых ГИС и керна удалось выделить отличительные особенности петротипа 3, однако явно разделить петротипы 1 и 2 не удалось из-за близких значений ФЕС и похожей структуры порового пространства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализирован значительный объем геолого-геофизической информации: данные керновых исследований, результаты интерпретации данных ГИС, ПГИ, ГДИС, в том числе интерференции скважин, динамики добычи нефти, воды, пластового давления. Выполнено комплексирование всех полученных результатов исследований, показана эффективность мультидисциплинарного подхода.

Коллектор был разделен на три петротипа, что позволило детализировать геологическое строение рассмотренного участка, а также тиражировать новую геологическую концепцию на новые районы бурения. На основании обновленной концепции была проведена оптимизация программы бурения и актуализация прогнозных показателей добычи. Составлены предложения по увеличению эффективности вовлечения в разработку петротипов с ухудшенными ФЕС (петротипы 1 и 2).

В дальнейшем авторы планируют выполнить петроупругое моделирование с применением атрибутного анализа сейсмических данных для прогнозирования площадного распространения петротипов.

Список литературы

- Яценко Г.Г., Ручкин А.В. Обоснование нижних переделов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов керна // Геология нефти и газа. – 1975. – № 12. – С. 42–44.
- Черницкий А.В., Кузнецов В.В., Вайнерман Б.П. Обоснование нижних пределов пористости и проницаемости карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 1996. – № 12. – С. 14–18.
- Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
- Petrophysical challenges in Giant Carbonate Tengiz Field, Republic of Kazakhstan / M. Skalinski, T. Playton [et al.] // SPWLA Journal Petrophysics. – 2015. – V. 56. – № 6. – P. 615–647.
- Душин А., Гаймалетдинова Г., Мельников А. Опыт прогнозирования коллекторских свойств в карбонатных породах с учетом седиментационной неоднородности и вторичных преобразований // SPE 187896-RU. – 2017.

References

- Yatsenko G.G., Ruchkin A.V., Validation of the lower limits of permeability and porosity of reservoirs according to the core samples study (In Russ.), Geologiya nefti i gaza, 1975, no. 12, pp. 42–44
- Chernitskiy A.V., Kuznetsov V.V., Vaynerman B.P., Grounds for lower limits of porosity and permeability in carbonate reservoirs (with reference to F0 reservoir of the Eastern-Sotchemu-Talyuisk oil field of the Republic of Komi) (In Russ.), Geologiya nefti i gaza, 1996, 12, pp. 14–18.
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gidrodinamicheskie i promyslovoto-tehnologicheskie issledovaniya skvazhin (Hydrodynamic and oil field and technological research of wells), Moscow: MAKS Press Publ., 2008, 476 p.
- Skalinski M., Playton T. et al., Petrophysical challenges in Giant Carbonate Tengiz Field, Republic of Kazakhstan, SPWLA Journal Petrophysics, 2015, V. 56, no. 6, pp. 615 – 647.
- Dushin A., Gaymaletdinova G., Mel'nikov A., Predicting reservoir properties of carbonate rocks on the basis of their sedimentation heterogeneity and secondary transformations (In Russ.), SPE 187896-RU, 2017.

ОТБОР ГЛУБИННЫХ ПРОБ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ИЗ НЕПЕРЕЛИВАЮЩИХ ПРИТОКОВ

УДК 553.98(571.1)

© Коллектив
авторов, 2018

SAMPLING OF THE DOWNHOLE SAMPLES OF RESERVOIR OIL AT NON-TRANSFUSING
OIL INFLOW INTO THE WELL

И.Т. Сичковский

ПАО «Газпром нефть»

А.Н. Лукашов, Е.В. Тихомиров, А.И. Брусиловский

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

Электронный адрес: Lukashov.AN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: пластовая нефть, PVT-свойства, отбор проб, глубинная пробы нефти, пластовый флюид, пластовое давление, забойное давление, давление насыщения пластовой нефти, фонтанный приток, непереливающийся приток нефти в скважину

I.T. Sichkovskiy

Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

A.N. Lukashov, E.V. Tikhomirov, A.I. Brusilovsky

LLC «Gazpromneft STC», RF, Saint-Petersburg

The aim of bottomhole sampling is to obtain a small volume of fluid, which is identical to the reservoir oil at initial reservoir conditions. The results of study of reservoir oil PVT (abbreviation from Pressure, Volume, Temperature) properties made in the laboratory can then reasonably be applied to identify phase behavior and properties of reservoir fluids under reservoir conditions. Knowledge of PVT properties of reservoir oil is necessary to estimate of oil capacity, designing of reservoir development and its economic viability. PVT properties of reservoir oil are estimated from: the study of subsurface oil samples; the study of recombined samples from the test separator; mathematical simulation using equation-of-state and empirical correlations. Representative samples of the reservoir oil can be collected mainly by subsurface sampling. In cases of extremely tight (low permeable) reservoirs it may be virtually impossible to get sufficient flow rate to lift the liquids without excessive pressure draw-down and corresponding degassing of reservoir oil at bottomhole conditions. This article deals with technical and technological solution of subsurface oil sampling when an oil not flows to surface. The use of such a method will help to solve the problem of reliable identification of the reservoir oil properties at reservoir conditions.

Keywords: reservoir oil, PVT-properties, sampling, subsurface oil sample, reservoir fluid, formation pressure, bottomhole pressure, bubble-point pressure of reservoir oil, transfusing oil inflow, non-transfusing oil inflow into the well

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-22-27

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с усложнением структуры запасов углеводородов и возрастающей сложностью геолого-разведочных работ все большую актуальность приобретают задачи повышения точности и достоверности результатов измерений параметров пластовых систем, используемых при оценке запасов и проектировании разработки месторождений.

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовой нефти, полученных при анализе ее глубинных проб, является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета запасов и эффективности разработки месторождений (Протокол МПР № 11-17/0044-пр. от 03.04.07 г.).

Наиболее достоверные данные о свойствах пластовых нефтей в условиях их залегания получают по результатам лабораторных исследований глубинных проб, которые согласно общепринятой практике отбираются на фонтанных притоках (РД 153-39.0-109-01). Это в значительной мере ограничивает возможности изучения PVT-свойств пластовой нефти залежей, а залежи с трудноизвлекаемыми запасами и нефонтанными притоками нередко вообще не представлены глубинными пробами.

Традиционно при испытании скважин в колонне глубинные пробы пластовой нефти отбирают на фонтанирующих объектах в интервале глубин, отвечающих условию: забойное давление $p_{заб}$ больше давления насыщения $p_{нас}$.

Получение таких условий для отбора глубинных проб ограничено рядом факторов:

- скважина работает с пластовой водой, которая накапливается в стволе и перекрывает интервал, отвечающий критерию $p_{заб} > p_{нас}$;
- скважина фонтанирует только при условии выделения газа на забое (газлифт) при $p_{заб} < p_{нас}$;
- из ствола скважины при фонтанизации не выносится жидкость освоения (техническая вода), которая перекрывает интервал, для которого $p_{заб} > p_{нас}$;
- при фонтанизации в зоне низких температур (многолетнемерзлых пород) на стенках НКТ осаждаются смолы и парафины, препятствующие прохождению пробоотборников.

По статистике на месторождениях Западной Сибири только 30 % нефтяных объектов испытаний являются фонтанирующими, и лишь в 70 % из них отобранные глубинные пробы пригодны для анализа (кондиционные). С учетом непереливающихся нефтяных объектов глубинными пробами представлены 15-20 % общего числа объектов.

Следовательно, проблема не только в том, что глубинные пробы пластовой нефти согласно регламентным документам (ОСТ 153-39.2-048-2003, РД 5753490-033-2003, СТО РМНТК 153-39.2-002-2003, 153-39.0-109-01) не могут быть отобраны при испытании скважин на нефонтанирующих объектах, но и в том, что по перечисленному выше ряду ограничений отбор проб невозможен и на фонтанном притоке.

Рациональное решение проблемы по увеличению отборов представительных проб пластовой нефти заключается в отмене стереотипа «отбор глубинных проб только на фонтанных притоках» и переходе на отбор глубинных проб пластовой нефти из нефонтаных (далее непереливающихся) притоков. Следует отметить, что отбор глубинных проб в режиме непереливающегося притока будет возможен и на фонтанирующих объектах с вышеперечисленными ограничениями по условиям отбора (отбор до вывода на фонтанизование).

Для получения качественных глубинных проб пластовой нефти на непереливающем притоке необходимо соблюдение следующих требований:

- отбор следует проводить так же, как и на фонтанном притоке при соблюдении условия $p_{заб} > p_{нас}$ на всем пути движения нефти от пласта к точке отбора и в точке отбора (РД 153-39.0-109-01);
- нефть в точке отбора должна быть безводной (не более 5 % воды);
- в точке отбора нефти должны быть обеспечены поступление и накопление нефти в

объеме, достаточном для получения не менее четырех глубинных проб;

- отбор глубинных проб необходимо проводить при постоянном поступлении нефти из пласта в скважину;
- дегазированная нефть не должна смешиваться с пластовой нефтью в точке отбора;
- в момент отбора глубинной пробы (закрытия пробоотборника) обязательна регистрация $p_{заб}$ и температуры;
- в период накопления нефти в точке отбора необходимо проводить онлайн-мониторинг замещения воды нефтью.

Решение перечисленных задач предложено в патенте на изобретение «Способ отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин и муфта направления потока пластового флюида для его реализации» [1].

ГЛАВНОЕ ПРЕИМУЩЕСТВО ТЕХНОЛОГИИ ОТБОРА ГЛУБИННЫХ ПРОБ НЕФТИ НА НЕПЕРЕЛИВАЮЩЕМ ПРИТОКЕ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ВОЗМОЖНОСТИ ОТБОРА КОНДИЦИОННЫХ ПРОБ ПРАКТИЧЕСКИ НА ВСЕХ НЕФТЯНЫХ ПРИТОКАХ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО УВЕЛИЧИТЬ ОХАРАКТЕРИЗОВАННОСТЬ ГЛУБИННЫМИ ПРОБАМИ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ

В мировой практике испытаний в колонне существует проблема отбора глубинных проб нефти на непереливающихся притоках.

Известны способы отбора глубинных проб флюида в эксплуатационной колонне с помощью компоновок пробоотборников со всевозможными клапанами-отсекателями, перекрывающими запорными клапанами ствола НКТ в компоновке с пакером, перекрывающим затрубное пространство (между НКТ и эксплуатационной колонной). Все способы, описанные ниже, по тем или иным причинам не нашли должного применения.

1. Способ отбора глубинных проб пластового флюида пробоотборниками, пропускаемыми на проволоке (тросе) через устройство для перекрытия осевого канала лифтовой колонны труб с открытием затвора [2].

2. Способ отбора глубинных проб пластового флюида пробоотборниками, спускаемыми на проволоке (тросе) через прямоточный скважинный клапан-отсекатель осевого канала лифтовой колонны труб, с автоотцепом их ниже клапана-отсекателя [3].

3. Способ отбора глубинных проб с помощью устройства для гидродинамического мониторинга скважин в режиме депрессии, а именно для герметичного перекрытия полости колонны НКТ с целью записи кривой восстанов-

ления давления (КВД) пласта с применением дистанционных геофизических приборов с целью оперативного определения гидродинамических параметров пласта и отбора проб пластового флюида [4, 5].

4. Способ отбора глубинных проб флюида в эксплуатационной колонне непереливающих скважин с применением оборудования ООО «Везерфорд», программируемого на открытие и закрытие клапана-отсекателя (ESIT) в компоновке с пробоотборником (EPST) и глубинным манометром, которые спускаются с мандрелью в посадочный ниппель компоновки НКТ, установленных с помощью пакера в положение перекрытия затрубного пространства. Глубинная пробы нефти может быть отобрана по таймеру как в период притока в НКТ, так и в период записи КВД (полость труб перекрыта клапаном-отсекателем). Аналогичное оборудование и способ отбора глубинной пробы имеются в компании «Шлюмберже».

Указанные способы обладают следующими общими недостатками:

- невозможность сохранения нефти в скважине в пластовых условиях на непереливающих притоках при давлении в точке отбора выше давления насыщения; нефть, поступающая в скважину до ее закрытия на регистрацию КВД, может дегазироваться;
- скопление нефти, поступившей в полость НКТ до закрытия модуля перекрытия труб, в количестве, недостаточном для получения качественной безводной пробы, из-за прекращения поступления нефти из пласта при перекрытии осевого канала НКТ и затрубного пространства.

С применением «Способа отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин и муфты направления потока пластового флюида для его реализации» [1] отпадает необходимость выведения скважины на режим фонтанирования.

Технический результат изобретения выражается в обеспечении отбора представительных проб пластовой нефти на нефонтанирующих объектах испытаний. Для реализации указанного способа в скважину при испытании спускают компоновку НКТ, оборудованную в нижней части муфтой направления потока (МНП) пластового флюида. МНП располагают на расстоянии 20-30 м до кровли пласта. Создают ограниченную депрессию на пласт свабированием или компрессированием без вывода скважины на режим фонтанирования, обеспечивающую в точке накопления и отбора проб нефти условия, при которых $p_{заб}$ выше $p_{заб}$, но ниже пластового давления $p_{пл}$. После создания депрессии оценивают дебит притока и наличие в нем нефти. По

дебиту притока рассчитывают время, необходимое для заполнения нефтью НКТ ниже оборудования для отбора проб, и время срабатывания пробоотборника. На каротажном кабеле спускают компоновку оборудования для отбора проб, состоящую из модуля перекрытия ствола НКТ (например, модуля МГДИ-54 ОАО НПФ «Геофизика») в комплекте с прибором для геофизических исследований скважин (ГИС), пробоотборником и глубинным автономным термоманометром. Компоновку устанавливают на расстоянии 10-15 м от МНП, управлением с поверхности перекрывают ствол НКТ. Таким образом, создают условия накопления и отбора глубинной пробы пластовой нефти из скважины в непосредственной близости от кровли пласта. Через определенный период времени закрывают пробоотборник (отбирают глубинную пробу).

Необходимый результат достигается за счет конструкции МНП пластового флюида, содержащей приемную воронку, трубный корпус, трубный элемент, расположенный внутри корпуса с образованием центрального и кольцевого каналов (рис. 1).

Приемная воронка

1 муфты соединена с нижним концом корпуса 2 и имеет максимально допустимый наружный размер для перекрытия полости эксплуатационной колонны (с минимально допустимыми зазорами для спуска в колонну). Внутренний трубный элемент 3 в нижней части соединен герметично с корпусом 2, имеет отверстия в верхней части, через которые сообщается через кольцевой канал с трубным корпусом 2.

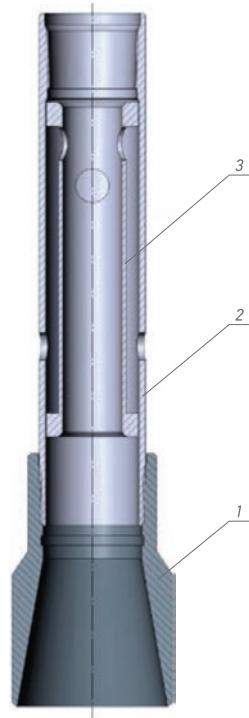


Рис. 1. Муфта направления потока

Трубный корпус 2 имеет в нижней части отверстия, через которые сообщается с затрубным пространством. Система каналов МНП обеспечивает постоянную депрессию на входе в приемную воронку 1, направляя часть потока пластового флюида в полость НКТ (рис. 2).



Рис. 2. Схема поступления нефти в скважину после создания депрессии, спуск компоновки для отбора проб

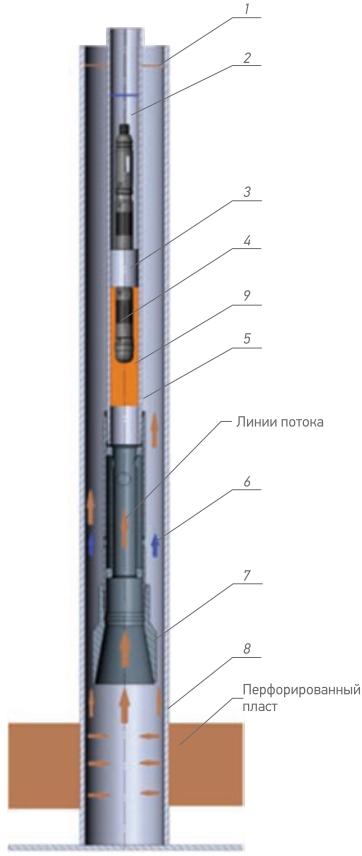


Рис. 3. Схема поступления и накопления нефти ниже закрытого модуля перекрытия НКТ

Через МНП, соединенную с затрубным пространством посредством системы центрального и кольцевого каналов выше места приема потока пластового флюида в муфту, нефть в капельно-струйном виде при малой депрессии отделяют и направляют выше в полость НКТ к пробоотборнику под закрытым устройством перекрытия НКТ (рис. 3). Отделение и накопление нефти обеспечиваются высокой скоростью ее всплытия при относительно малой скорости движения потока через МНП, а также за счет изменения направления движения потока вниз в кольцевом канале муфты, соединенном с затрубным пространством. Скорость всплытия нефти в воде (350 м/ч) кратно превышает скорость движения потока пластовой жидкости внутри эксплуатационной колонны при нефонтанном притоке.

В таблице приведены скорости движения потока пластовой жидкости (движения уровня) в эксплуатационных колоннах при различных дебитах непереливающегося притока, рассчитанные без учета влияния гравитационного всплытия нефти в воде.

Отбор проб предлагаемым способом осуществляется в два этапа.

1. *Вызов притока* (см. рис. 2). Низ НКТ 5 оборудуют МНП 6 с приемной воронкой 7. НКТ 5 спускают на глубину 20-30 м от кровли пласта.

Вызывают непереливающийся приток свабированием или компрессированием при давлении в точке отбора (на 10-15 м выше МНП 6), превышающем $p_{\text{нac}}$.

Оценивают дебит притока в скважине по стандартной записи кривой восстановления уровня (КВУ) глубинным манометром (по увеличению забойного давления за определенный период) и по внутреннему объему эксплуатационной колонны 8 в интервале роста уровня жидкости 1 определяют дебит скважины.

Далее желонкой отбирают пробу жидкости на уровне в скважине и определяют наличие в притоке нефти.

На каротажном кабеле 2 спускают компоновку для отбора глубинной пробы в составе управляемого с устья скважины модуля (МГДИ-54) перекрытия 3 НКТ и пробоотборника с прибором для проведения каротажа и глубинным манометром 4.

Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Дебит скважины, м ³ /сут	Скорость движения потока, м/ч
127	1	5,0
	4	20,2
	8	40,3
	10	50,4
146	1	3,3
	4	13,3
	8	26,7
	10	33,3
168	1	2,5
	4	9,8
	8	19,6
	10	24,5
178	1	2,1
	4	8,5
	8	17,1
	10	21,4

Перед спуском компоновки рассчитывают время, необходимое для заполнения нефтью НКТ ниже модуля перекрытия

$$T_n = VHk24/q,$$

где V – внутренний объем 1 м НКТ в интервале от модуля перекрытия до направляющей муфты, м³; H – высота столба пластовой нефти, необходимая для отбора качественной глубинной пробы, м; k – коэффициент запаса, учитывающий долю потока нефти в потоке, поступающей в полость НКТ, принят условно равным 5 (20 % всего потока; величина подлежит проверке на практике и корректировке); 24 – коэффициент перевода м³/сут в м³/ч; q – дебит притока, м³/сут.

2. Накопление нефти и отбор глубинной пробы (рис. 3). Нефть под давлением равномерно всплывает в виде струйно-капельной жидкости по трубному и затрубному пространству, так как площади сечения приемной воронки 7 муфты 6 и эксплуатационной колонны 8 примерно равны. Создают условия накопления нефти в точке отбора глубинной пробы. Для этого на каротажном тросе 2 спускают оборудование 3 для перекрытия ствола НКТ 5 и программируемый пробоотборник 4, устанавливая его на 10–15 м выше МНП 6.

Перекрывают ствол НКТ 5 закрытием модуля перекрытия 3. Накапливают нефть в по-

лости 9 НКТ ниже модуля перекрытия с контролем замещения воды нефтью по влагомеру.

Движение нефти в воронку 7 из затрубного пространства 1 поддерживает депрессия через систему каналов МНП 6.

При прохождении потока через муфту 6 за счет кратного превышения скорости всплытия нефти над скоростью потока и конструкции МНП 6 пластовая нефть отделяется и накапливается под модулем перекрытия 3 НКТ в расчетный период времени T_n . Глубинную пробу в точке накопления нефти ниже модуля перекрытия 3 программируемым пробоотборником 4 отбирают через определенное (расчетное) время с фиксацией забойного давления и температуры в этой точке термоманометром.

Модуль перекрытия 3 НКТ поднимают совместно с глубинным пробоотборником 4 на поверхность, разрядкой оценивают качество глубинной пробы пластовой нефти. Далее повторяют все операции по спуску вставного оборудования с целью отбора необходимого числа глубинных проб (как правило, не менее трех) (СТО РМНТК 153-39.2-002-2003).

Предложенная технология впервые была опробована в скважине Царичанского месторождения ООО «Газпромнефть-Оренбург» на непереливающем притоке нефти с пластовой водой (нефти 50 %) дебитом 1 м³/сут при среднединамическом уровне 1920 м.

Для создания условий накопления нефти в НКТ на непереливающем притоке (при сниженном уровне) был использован модуль, перекрывший полость НКТ на 40 м выше пласта, где $p_{заб}$ больше $p_{нас}$ на 5,6 МПа. Поддержание депрессии в пласте осуществлялось через МНП, размещенную на НКТ вместо воронки и сообщающуюся в верхней части с затрубным пространством. В нижней части МНП была размещена направляющая воронка, перекрывающая значительную часть эксплуатационной колонны. Это обеспечило поступление нефти и направление ее в полость НКТ ниже модуля перекрытия ствола НКТ для накопления.

Глубинные пробы отбирали управляемым по таймеру пробоотборником, установленным в компоновке ниже модуля перекрытия НКТ.

Заполнение НКТ нефтью в точке отбора контролировалось по влагомеру (рис. 4). Условия отбора проб (давление и температура) записывались комплексным геофизическим прибором, также установленным

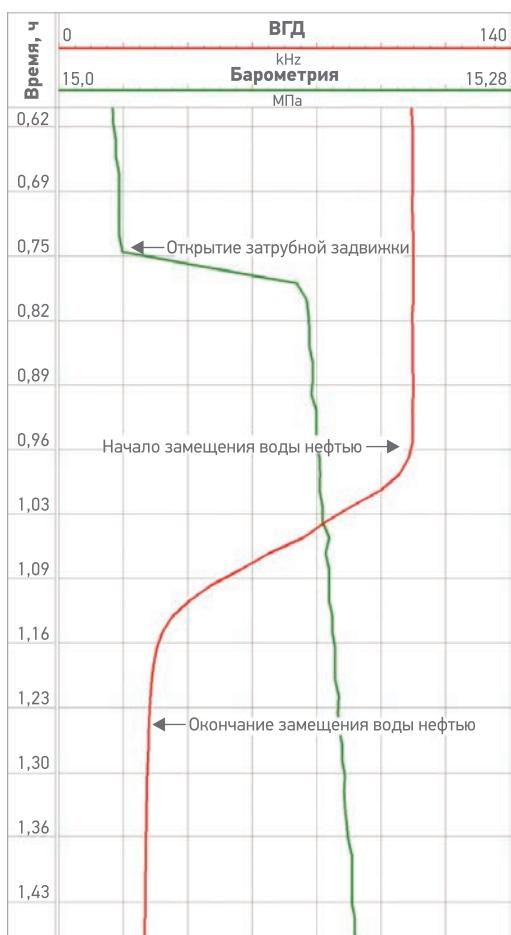


Рис. 4. Запись влагометрии (ВГД) и барометрии в остановленной скважине при замещении воды нефтью на глубине отбора

ниже модуля (рис. 4). Все пробы представлены пластовой нефтью, характерной для данного пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемый способ отбора проб пластовой нефти имеет следующие преимущества:

- отсутствует необходимость выводить скважину на режим фонтанирования;
- возможен отбор кондиционной глубинной пробы при получении смешанного притока: нефть с пластовой водой, пластовая вода с пленкой нефти;
- выше качество отобранных глубинных проб (снижение общего числа некондиционных проб с 33 до 10 % по объектам с фонтанным притоком по оценке автора изобретения [1] А.Н. Лукашова);
- при использовании пакера в компоновке НКТ после отбора глубинных проб возможно совмещение испытаний, гидродинамических и промыслового-геофизических исследований скважин (при отборе проб пакер не используется).

Главное преимущество технологии отбора глубинных проб нефти на непереливающем притоке заключается в возможности отбора кондиционных проб практически на всех нефтяных притоках, что позволяет значительно увеличить охарактеризованность глубинными пробами нефтяных объектов.

Список литературы

1. Пат. 2636843 РФ. Способ отбора глубинных проб пластовой нефти при испытании скважин и муфта направления потока пластового флюида для его реализации / А.Н. Лукашов; заявитель и патентообладатель А.Н. Лукашов. – № 2016140806; заявл. 17.10.16, опубл. 28.11.17.
2. Пат. 2203391 РФ. Устройство для перекрытия осевого канала лифтовой колонны труб / И.В. Зиновьев, С.В. Беленко, С.А. Варягов, В.Н. Коршунов, В.А. Машков; заявитель и патентообладатель ОАО «Северо-Кавказский НИПИПР». – № 2001114181/03; заявл. 23.05.01; опубл. 27.04.03.
3. Пат. 2564701 РФ. Прямоточный скважинный клапан отсекатель / П.В. Крыганов, А.К. Пономарев, А.В. Свалов, Д.А. Корнаева; заявитель и патентообладатель ЗАО Центр гидродинамических исследований «ИНФОРМПЛАСТ». – № 2014134326/03; заявл. 22.08.14; опубл. 10.10.15.
4. Пат. 2471984 РФ. Устройство для гидродинамического мониторинга скважин / А.Р. Адиев, Р.Р. Зарипов, Д.Н. Крючатов; заявитель и патентообладатель ОАО НПО «Геофизика». – № 2011115586/03; заявл. 20.04.11г., опубл. 10.01.13.
5. Пат. 2584169 РФ. Устройство для гидродинамических исследований и испытаний скважин / В.В. Береснев, Э.Т. Кутдусов, Р.В. Хакимов; заявитель и патентообладатель ОАО НПФ «Геофизика». – № 2015104946/03; заявл. 11.02.15; опубл. 20.05.16.

Reference

1. Patent no. 2636843 RF, *Method for taking deep samples of formation oil in well when testing and coupling for directing flow of formation fluid for its implementation*, Inventor: Lukashov A.N.
2. Patent no. 2203391 RF, *Facility to close axial conduit of oil well tubing*, Inventors: Zinov'ev I.V., Belenko S.V., Varjagov S.A., Korshunov V.N., Mashkov V.A.
3. Patent no. 2564701 RF, *Straight-flow downhole cut-off valve*, Inventors: Kryganov P.V., Ponomarev A.K., Svalov A.V., Kornaeva D.A.
4. Patent no. 2471984 RF, *Device for hydrodynamic monitoring of wells*, Inventors: Adiev A.R., Zaripov R.R., Krjuchatov D.N.
5. Patent no. 2584169 RF, *Device for hydrodynamic investigations and testing of wells*, Inventors: Beresnev V.V., Kutdusov E.T., Khakimov R.V.

МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ КОНЦЕПЦИИ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ В СЛОЖНОДИСЛОЦИРОВАННЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ РИФЕЯ

MULTIDISCIPLINARY APPROACH FOR PETROLEUM PLAY RECONSTRUCTION OF DISLOCATED HETEROGENEOUS CARBONATE RESERVOIRS WITHIN THE WORLD'S MOST ANCIENT RIPHEAN FORMATION

Р.Р. Хуснитдинов, А.А. Вазаева, Д.Ю. Калачева, Н.В. Морозов, Р.А. Ошмарин

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

С.В. Наумов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Электронный адрес: Khusniddinov.RR@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: рифей, карбонаты, нефтематеринские породы, С- и О- изотопные системы

R.R. Khusniddinov, A.A. Vazaeva, D.Yu. Kalacheva, N.V. Morozov, R.A. Oshmarin

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

S.V. Naumov Slavneft-Krasnoyarskneftegaz LLC, RF, Krasnoyarsk

Under the conditions where several source rocks can be responsible for oil and gas presence in blocks it's necessary to determine each contribution and find correlation with oil fluids. Similarity of different oils by geochemical criteria outlines reservoir unity and similarity of oils and source rocks proves probability of its genetic connection. In the terms of huge stratigraphic uncertainties especially at faulted areas where break amplitude may reach up to 1000 meters, C- and O- isotopic systems of carbonate matter can help in correlation between different blocks. Complex methodology including unique ancient rocks age estimation and geochemistry investigation combined with detailed geological and seismic study allowed to justify petroleum play conception and potential sweet spots.

Keywords: riphean, carbonate reservoir, source rocks, C- and O- isotopic systems

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-28-35

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос генезиса углеводородов в древнейших на Земле осадочных отложениях рифея интересовал геологов еще с начала первых открытий в Восточной Сибири. Помимо геологических и технологических неопределенностей, которыми характеризуются трещиноватые доломиты рифея, их разновозрастные части, обособленные литологическими и тектоническими границами в отдельные блоки, имеют различные контакты, а наличие газовой шапки не всегда подчиняется гипсометрии залежи.

Кроме того, по мере продвижения геолого-разведочных работ в восточном направлении были выявлены сложное тектоническое строение залежей и последовательное понижение уровня водонефтяного контакта, что

требует дополнительных объяснений с точки зрения как возможных амплитуд вертикальных перемещений, так и стадийности формирования залежей. С учетом существующей проблематики в стратификации рифейских толщ, связанной с отсутствием очевидных диагностических признаков, первоочередной становится проблема отождествления отражающих горизонтов (ОГ) по данным сейсморазведки.

Решать поставленные задачи в связи с низкой информативностью традиционных методов геофизических исследований скважин и сейсморазведки для «немых» в отношении стратиграфии карбонатных толщ предлагается с помощью изотопной хемостратиграфии и геохимических исследований органического вещества (ОВ) потенциальных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и углеводородных залежей.

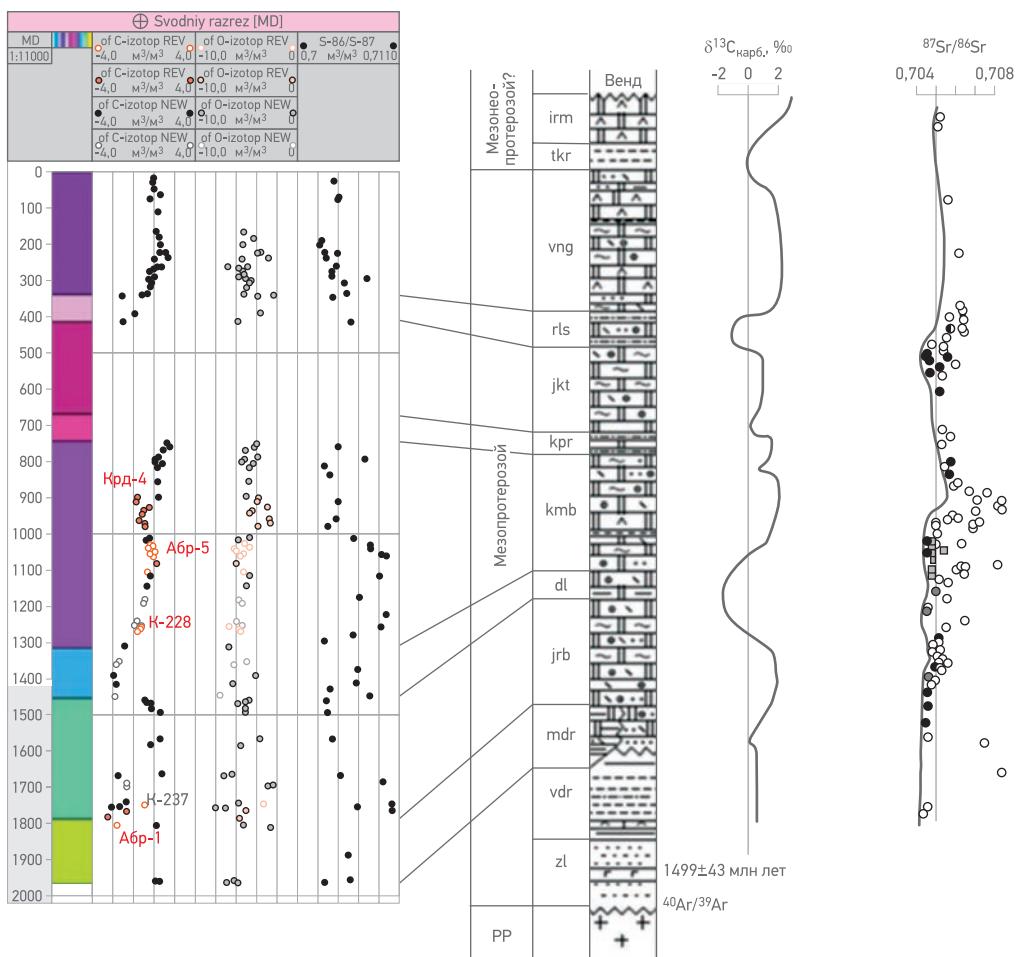


Рис. 1. Построение углеродной кривой по данным 18 скважин и сравнение с данными Е.М. Хабарова (2011 г.) по разрезу камовской серии

УТОЧНЕНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РИФЕЙСКИХ ТОЛЩ

Низкая разрешающая способность биостратиграфии в большей части докембра определяет необходимость развития новых методов для корреляции отложений. Стронциевая изотопная хемостратиграфия, а также измерения стабильных изотопов С и О являются сегодня одними из действенных методов для корреляции морских карбонатных отложений во внутри- и межрегиональном масштабах. Эти методы основаны на способности карбонатных осадков, накопившихся в открыто-морских бассейнах, наследовать величины отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ и изотопы 13 С и 18 О среди седиментации, которые формировались под влиянием внешних геологических факторов и были индивидуальны для каждого момента геологической истории. Заключенная в карбонатных породах Sr-, C-, O- изотопная информация может использоваться для корреляции и определения возраста отложений [1]. Для уточнения стратиграфического положения внутририфейских карбонатных толщ в процессе камеральных работ были отобраны наимен-

нее измененные карбонатные разности из кернового материала 14 скважин Куюбинского месторождения. По результатам изотопных измерений и построения углеродной кривой для сводного разреза рифея была уточнена стратиграфия четырех скважин (рис. 1). В частности, в районе скв. К-225 и Абр-1 разрез по новым данным представлен отложениями не ирэмэкэнской толщи, как было определено ранее, а юрубченской, которая является более древней. Эти изменения повлекли за собой корректировку корреляции ОГ рифея, изменение структурного плана и площади распространения рифейских толщ. Волновое поле в районе скв. К-225 характеризуется высокой степенью неопределенности при интерпретации. В области, выделенной красным прямоугольником (рис. 2, а), на временах 1000–1800 мс отмечается ухудшение прослеживания отражающих границ, что предположительно связано с выраженным фоном кратных волн, проявляется в виде субгоризонтальных отраженных границ разной интенсивности. На этом фоне в разрезе просматриваются крутонаклонные оси синфазности, осложненные тектоническими нарушениями (см. рис. 2, а). Исходя из обновленной ин-

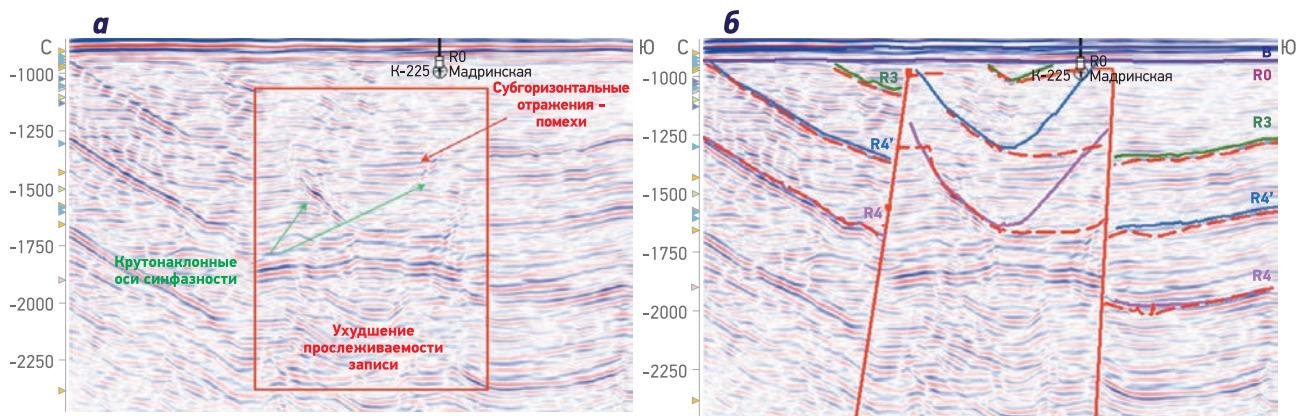


Рис. 2. Временной разрез вдоль crossline 2140 по кубу амплитуд через скв. К-225 до (а) и после (б) интерпретации

формации о стратиграфической приуроченности ОГ возникают предпосылки к последующей интерпретации волнового поля, крутонаклонные границы связаны с прослеживанием границ вэдрешевской (ОГ R4), мадринской (ОГ R4') и копчерской толщ (ОГ R3). Ранее прослеживание этих толщ ошибочно выполнялось по интенсивному полю кратных волн (выделено красной штриховкой на рис. 2, б).

В результате пересмотра пикировки границ выделена синклинальная складка с осью, опускающейся в восточном направлении, ограниченной с севера, востока и юга амплитудными нарушениями. Скв. К-225 расположена в пределах южного борта складки с углами падения 6–8°.

Высокая степень неопределенности при трассировании вэдрешевской, мадринской и копчерской толщ была связана с неустановленной кинематикой разрывных нарушений при движении от более изученного Западного Куюбинского лицензионного участка (ЛУ) к менее изученному Абракупчинскому ЛУ в северо-восточной части площади. Это обусловлено тем, что часто отражения, расположенные по разные стороны от нарушения, могут трактоваться по-разному. Существующий объем бурения в пределах Абракурчинского ЛУ не дает полного представления о геологическом строении рифея. Тем не менее, исходя из принятой стратификации и по результатам пересмотра корреляции ОГ (прослеживание отражений контролировалось сохранением толщин между ОГ) отложения, вскрытые скв. Крд.-1 и Абр.-4, относятся к куюбинской толще.

Таким образом, на основе изотопных исследований была изменена стратиграфическая привязка, выявлены новые особенности в строении структурных форм и уточнены области выходов рифейских толщ под эрозионную поверхность рифея R0 (рис. 3). Текущее представление о генерации, мигра-

ции и аккумуляции углеводородов в основном базируется на результатах ранее выполненных региональных работ по изучению geoхимических показателей. В рамках этих работ был определен нефтегазоматеринский потенциал рифейских и вендских толщ, определена степень их катагенетической зрелости и построены карты эмиграции. Значительно меньше в литературе освещены работы, в ходе которых по результатам анализа флюидов и сопоставления с выделенными НГМТ определяется генетический источник. В частности, в диссертации Ю.А. Филиппова описано влияние НГМТ ирэмэнской толщи на состав флюида. С учетом того, что в пределах рассматриваемой территории фиксируется несколько потенциальных НГМТ и наблюдается блоковое строение залежей, основной задачей стал поиск генетической связи НГМТ – нефть по результатам опробования толщ и отбора нефти. Для этого применялся весь спектр геохимических исследований, включающий резервуарный анализ, изучение биомаркеров и данные пиролиза.

ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ В РАЗРЕЗЕ И ОЦЕНКА ИХ СВОЙСТВ

Для выделения в разрезе рифея НГМТ, определения степени их катагенетической преобразованности использовались результаты пиролитических исследований пород, определения содержания OB C_{opr} (TOC), полученные в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, а также данные, опубликованные в работах [2, 5].

При анализе результатов пиролитических исследований потенциальных НГМТ из-за наличия в породах остаточных битумоидов, низкого C_{opr} отсутствия видимого пика остаточного генерационного потенциала S_2 на пирограммах, не все замеры являлись кондиционными,

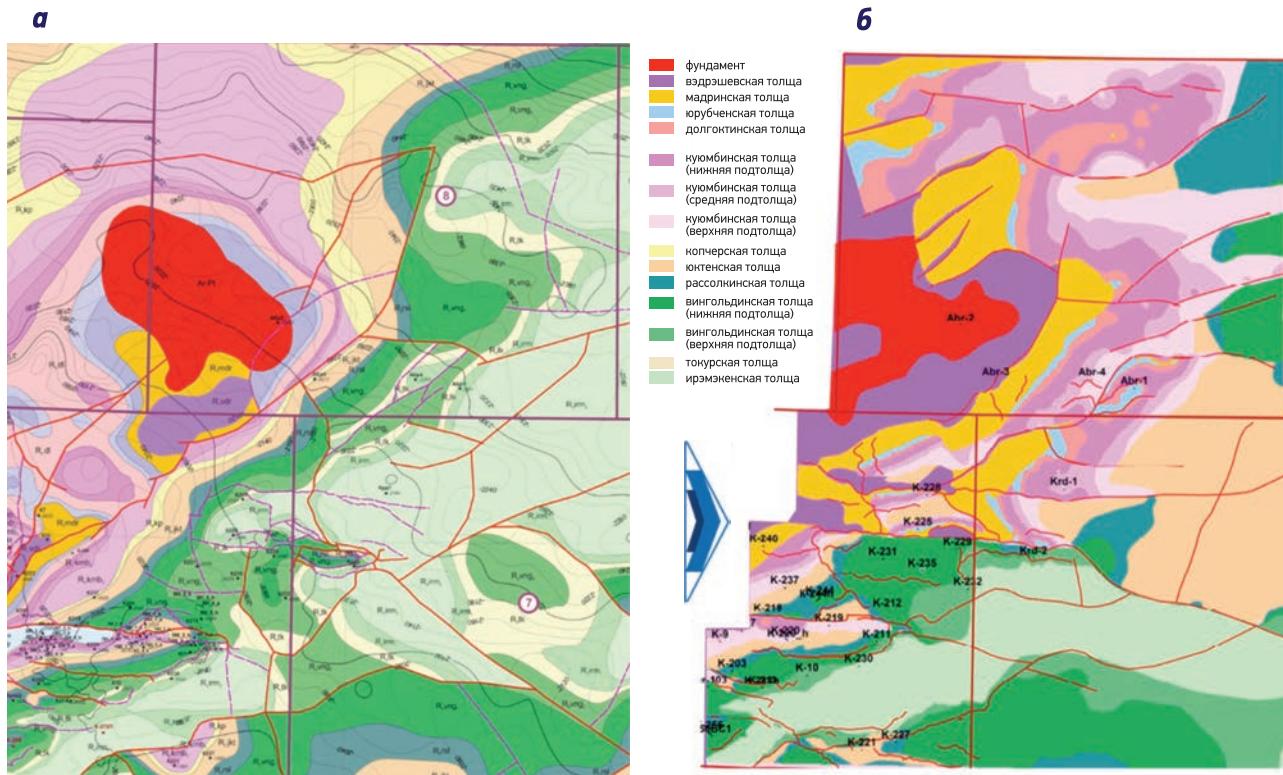


Рис. 3. Карта выходов рифейских толщ под эрозионную поверхность рифа RO до (а) и после (б) внесения изменений по результатам изотопных исследований

что приходилось учитывать при фактической интерпретации данных. Кроме того, необходимо принимать во внимание и специфику ОВ, поскольку низкие значения S_2 , водородного индекса HI, C_{org} также могут быть связаны с высокой катагенетической преобразованностью исследуемых отложений при повышенных значениях максимальной температуры пиролиза T_{max} , которые будут характеризовать именно пиролиземую часть ОВ. По результатам фактических пиролитических исследований отмечено, что для многих проб с низким C_{org} наблюдается полное отсутствие T_{max} . Другая часть образцов характеризуется низкими значениями T_{max} (от 312 до 400 °C), что может быть связано с наличием в пробе смелоасфальтеновых соединений, продукты деструкции которых частично могут регистрироваться в пиролитическом пике S_2 . Следует также отметить, что при сравнении значений C_{org} , полученных по результатам пиролитических исследований, наблюдается превышение (в 2 раза и более) C_{org} по данным анализатора, что связано с влиянием карбонатных минералов на фактические результаты пиролиза, и завышение истинных значений C_{org} . Это было зафиксировано для большинства исследуемых образцов. Иная интерпретационная картина наблюдается, например, для образцов аргиллитов копческой толщи: при $T_{\text{max}} \approx 448$ °C, повышенных значениях S_2 (до 1 мг УВ/г) отмечается прак-

тически полная сопоставимость результатов определения C_{org} по данным пиролиза и данным анализатора. Исходя из вышеуказанных предположений, комплексируя результаты пиролиза и оценки C_{org} в рифейском разрезе на территории Куюбинского месторождения был выделен комплекс нефтегазоматеринских пород (НГМП) и определена их катагенетическая преобразованность. В пределах изучаемой территории далеко не во всех скважинах сохранилась полная стратиграфическая последовательность, поэтому характеристики одной из наиболее молодых толщ рифея – ирэмэнской – были изучены по материалам, опубликованным в работах [2–5]. Нефтематеринский потенциал наиболее древних рифейских толщ – вэдрэшевской и мадринской – фактически полностью реализован. Все пиролитические параметры отвечают практически полной выработанности ОВ обеих толщ в отношении жидких углеводородов [6]. Анализ новых определений содержания органического углерода в породах и опубликованных материалов [3, 4] подтверждает, что породы вэдрэшевской и мадринской толщ следует рассматривать в качестве древнейших НГМП на территории Байкитской антиклизы и в частности на исследуемой территории. В качестве НГМП, которые реализовали свой генерационный потенциал лишь частично, были выделены наиболее глинистые прослои куюбинской толщи и темно-

НГМТ	$C_{\text{опр.}}$, %	HI, мгУВ/гТОС	S_2 , мгУВ/г	Стадия катагенеза (по Н.Б. Вассоевичу)	Масштабы эмиграции, тыс. т УВ/км ²	
					суммарные	«полезные» [4]
Вэдрешевская	0,12-1,72 0,51	17-122 53	0,07-0,5 0,21	МК ₄ -МК ₅	523	-
Мадринская	0,21-0,99 0,34	27-83 54	0,16-0,46 0,26	МК ₃ -МК ₄	534	87
Кюомбинская	0,05-0,82 0,25	20-217 89	0,07-1,63 0,52	МК ₂ -МК ₃	138	121
Копчерская	0,25-1,70 0,48	35-92 70	0,16-1,08 0,43	МК ₂ -начало МК ₃	517*	471*
Ирэмэнкенская	3,48-13,62 8,27	375-725 537	13,06-59,2 40,90	МК ₁ -начало МК ₂	456	456

*Прогноз требует дальнейшего уточнения, информация получена по двум скважинам.

цветные высокообогащенные ОВ аргиллиты копческой толщи. Уникальная по содержанию ОВ ирэмэнкенская толща верхнего рифея также была рассмотрена как потенциальная нефтегазоматеринская. Характеристики выделенных в разрезе НГМТ представлены в таблице.

По результатам обобщения данных пиролиза выделены два типа ОВ: 1) ОВ ирэмэнкенской

свиты; 2) ОВ остальных нефтегазоматеринских пород рифея и венда (рис. 4). Вследствие обогащенности ОВ первого типа алифатическими структурами, а также почти полного отсутствия серы (в среднем 0,1 %) в ОВ ирэмэнкенской свиты (в ОВ других НГМП содержание серы составляет 0,7 %) диапазон начала генерации углеводородов начинается раньше, чем для ОВ второго типа. Учитывая прямую корреляцию зрелости ОВ и погружения рифейского комплекса, можно сделать вывод, что горизонтальной миграции в краевых зонах не происходило, так как в них ОВ второго типа достигло главной стадии генерации газов. ОВ ирэмэнкенской свиты, наоборот, в наиболее погруженных зонах достигает главной стадии генерации нефти, вследствие чего является наиболее перспективным. Однако по результатам сопоставления биомаркерных характеристик нефти и битумоидов нефтегазоносность на территории исследования не подтверждается.

Исходя из тренда изменения катагенеза выделенных НГМП с глубиной и наличия залежей углеводородов в рифейском комплексе можно предположить, что на большей части исследуемой территории отсутствует катагенетическое несогласие. Это подразумевает повторный этап генерации углеводородов рифейскими отложениями в фанерозое, в то время как залежи углеводородов, образовавшиеся за счет довендинской генерации, в существенном объеме были утеряны во время предвендинской инверсии и размыта. Именно в зоне отсутствия катагенетического несогласия предполагается наличие нефтеподобных углеводородов в рифейском комплексе.

В работе [4] был предложен термин «бесполезной» эмиграции для объемов углеводородов, сгенерированных в довендинское время, и «полезной» – для УВ, сгенерированных рифейскими НГМП после повторного погружения в фанерозое вне зоны катагенетического несогласия. Уровень катагенеза вэдрешевской толщи к концу рифея

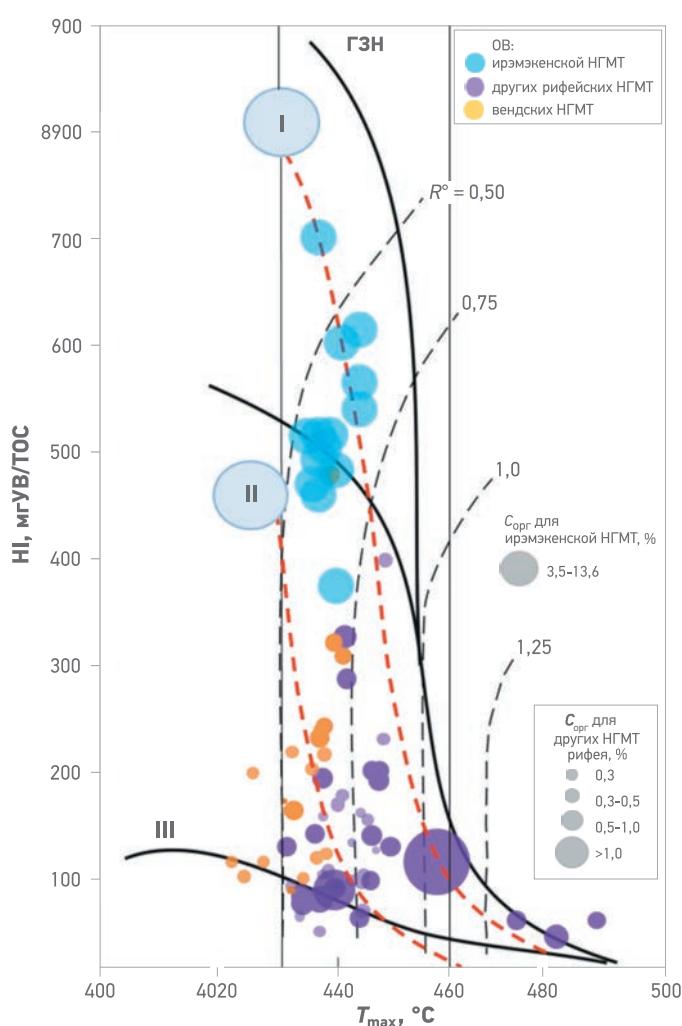


Рис. 4. Диаграмма типов ОВ рифейского и венского комплексов по Ван-Кревелен (R° – отражательная способность витринита; ГЗН – главная зона нефтеобразования)

достиг градации МК₃, мадринской – МК₂, кюмбинской – МК₁-МК₂, т.е. во всех перечисленных толщах генерация и эмиграция жидких углеводородов уже происходила в большей или меньшей степени до начала формирования венд-палеозойского чехла. На основании литературных данных о палеокатагенезе основных НГМП рифея были рассчитаны параметры $C_{\text{опр.}}$ HI по методике, описанной в работе [7]. На основании вышесказанных данных затем были оценены объемы углеводородов, сгенерированные в довендское время («бесполезная» эмиграция). Исходя из текущих количественных характеристик НГМП на настоящий момент были рассчитаны объемы суммарной эмиграции углеводородов, объемы «полезной» эмиграции были найдены как разница между объемами суммарной и объемами «бесполезной» эмиграции (см. таблицу). По результатам расчетов и уровню катагенетической преобразованности НГМП можно предположить наличие преимущественно нефтяных залежей в зоне распространения ирэмзенской, копчарской толщ, нефтяных/кondенсатных залежей с газовой шапкой в зоне распространения кюмбинской толщи, в то время как в зоне распространения мадринской и вэдрешевской толщ – преимущественно газовых залежей. Полученные данные о масштабах «полезной» эмиграции в дальнейшем были использованы для расчета объемов углеводородов, формирующих полезные нефтенасыщенные зоны у подошвы вендского комплекса.

ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ В СИСТЕМЕ НЕФТЬ – НГМП

Для корреляции нефти с их генетическими источниками были изучены особенности распределения биомаркерных соединений в нефтях и битумоидах, полученные в пределах различных толщ рифейского и вендского комплексов. Аналитические измерения проводились в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. В изученных образцах нефти и битумоидов наблюдается сходство в распределении нормальных алканов, максимум приходится на область C₁₅-C₁₇. Отличительная особенность изученных проб – наличие гомологического ряда 12,13-монометилалканов, что является характерным признаком нефти, сгенерированных ОВ древних (докембрийских) осадочных толщ. Низкие значения соотношений Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈ и индекс нечетности CPI>1 свидетельствуют о высокой зрелости исследуемых образцов. Невысокие значения соотношения Pr/Ph (редко превышает 1), повы-

шенные значения голанового индекса (HHI) соответствуют восстановительным обстановкам захоронения исходного ОВ, низкие концентрации гаммацерана – нормальной солености вод в бассейне осадконакопления, преобладание голанов над стеранами свидетельствует о наличии в составе исходного ОВ бактериальной биомассы [7].

Для установления генетической связи битумоидов и нефти рифейских и вендских отложений также был использован набор стерановых ($C_{29}20S/(20S+20R)$, $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$), голановых (Ts/Ts+Tm), моретаны/голаны), фенантреновых (MPI 3) биомаркерных характеристик. Отражательная способность витринита R° , рассчитанная для образцов нефти и битумоидов кюмбинской, копчарской толщ через фенантреновые углеводороды, колеблется в пределах 0,85–1,05, что соответствует градации катагенеза МК₃, которая также была диагностирована по результатам пиролитических исследований.

В РАМКАХ ПРОВЕДЕНИЙ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ОСНОВАНИИ ДАННЫХ ИЗОТОПНЫХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОПРЕДЕЛЕНЫ КРИТЕРИИ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ В ВОСТОЧНЫХ БЛОКАХ С ПОЗИЦИИ ТЕКУЩЕЙ КОНЦЕПЦИИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, КОТОРАЯ НЕПОСРЕДСТВЕННО СВЯЗАНА С ПОТЕНЦИАЛОМ НГМП И МЕХАНИЗМОМ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ

По распределению биомаркерных показателей все образцы делятся на две группы, одна из которых генетически связана с вендскими НГМП, другая – с рифейскими. Повышенные значения биомаркерных характеристик для некоторых образцов вендских отложений могут свидетельствовать об их миграционной природе. Миграция могла происходить из нижележащих рифейских толщ по зонам вертикальной или латеральной трещиноватости.

С учетом схожести биомаркерных характеристик битумоидов и нефти рифейского комплекса, а также корреляции фазового состава флюидов в залежах со степенью катагенеза подстилающих НГМП можно предположить, что залежи углеводородов в рифейском комплексе на большей части территории исследования, вероятнее всего, сформировались посредством вертикальной миграции из нижележащих НГМП. Однако в дальнейшем для более точной корреляции исследуемых нефти с битумоидами предполагаемых НГМП необходимо увеличить выборку последних.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Генетический анализ биомаркеров, характеризующих зрелость исходного ОВ и углеводородов, показал, что углеводороды в залежах своей генерацией обязаны залегающим под ними НГМТ, которые обособляются в отдельные резервуары. Формирование локальных зон нефтегазонакопления в зависимости от степени катагенеза материнских толщ объясняет латеральную дифференциацию фазового состава залежей в разновозрастных толщах рифея и в свою очередь дает основания для перехода к количественному прогнозу согласно теории миграционных потерь, ранее предложенной исследователями [2]. Коллектор, представленный трещиноватыми доломитами, к моменту начала генерации был уже сформирован и заполнен пластовой водой. По мере накопления осадочного материала венда и кембрия до толщины более 2 км наиболее погруженные части нефтематеринских толщ раньше вступали в зону «нефтяного окна» и начинали генерировать нефть, которая по вертикальным трещинам устремлялась к экрану – подошве венда, представленной глинисто-сульфатно-карбонатными отложениями оскобинской свиты. На этом этапе генерации и миграции далеко не все углеводороды достигали прикровельной части коллектора, основная их часть оставалась на путях миграции и затрачивалась на гидрофобизацию коллектора. Объем углеводородов, затраченный на всплытие, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{вспл}} = m_{\text{тр}} \rho K_{\text{o,нн}} h 1000000, \quad (1)$$

где $m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость [2]; ρ – плотность нефти; $K_{\text{o,нн}}$ – коэффициент остаточной

нефтенасыщенности; h – расстояние от кровли НГМТ от кровли до экрана.

Вверх по восстанию пластов нефтематеринская толща приближалась к эрозионной поверхности рифея R0 – соответственно сокращалось и расстояние до экрана, что способствовало аккумуляции углеводородов в залежах (рис. 5). Критическая толщина, при превышении которой углеводороды расходуются на миграционные потери $Q_{\text{эм}}$, не достигая экрана, вычисляется из выражения

$$h_{\text{кр}} = Q_{\text{эм}} / (m_{\text{тр}} \rho K_{\text{o,нн}} 100000). \quad (2)$$

По результатам расчетов была построена карта «полезных» зон, сопоставляя которую с закономерностями, полученными для выделенных групп нефтей, и обобщая всю имеющуюся геологическую информацию, можно сделать вывод, что в зоне распространения мадринской и юрубченской толщ можно предполагать наличие нефтяных залежей с газовой шапкой, в зоне распространения копческой и ирэмэнской толщ – залежей с преимущественно нефтяным составом.

В соответствии с определенными критическими толщинами и объемами эмиграции и потерь для каждой толщи была рассчитана толщина прикровельной зоны

$$h_{\text{пр.кр}} = Q_{\text{эм}} - Q_{\text{вспл}} / m_{\text{тр}} \rho K_{\text{o,нн}} 100000, \quad (3)$$

которая в случае трещиноватого коллектора и массивного типа залежи соответствует эффективной нефтенасыщенной толщине. Это позволило выполнить количественную оценку ресурсной базы в восточных блоках месторождения и предложить программу поисковых работ в наиболее перспективных с точки зрения геохимических критериев прогноза зонах.

Предлагаемая последовательность поисковых работ заключается в следующем. Первую поисковую скважину в блоке необходимо заладывать с возможностью вскрытия подстилающей аргиллитовой толщи, которая показала наивысший генерационный потенциал. Далее при испытании и получении притока углеводородов необходимо провести изотопные датировки для подтверждения стратиграфического положения толщи и последующие геохимические исследования для установления нефтегенерационного потенциала и определения глубины формирования прикровельной зоны. Это позволит вести бурение дальше от «клина» НГМТ – экран в пределах «полезной» зоны и наращивать объем запасов в блоке. При неполучении притока углеводо-

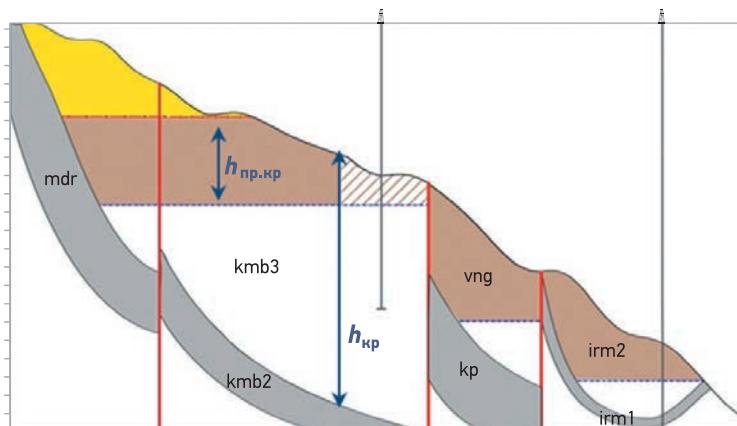


Рис. 5. Концептуальная схема аккумуляции углеводородов

родов геохимические исследования ОВ аргиллитов в любом случае позволят определить нефтегенерационный потенциал. В случае его невысоких значений подтвердится предположение, что скважина находится в «глухой» зоне. Это позволит пересмотреть генерационный потенциал НГМТ и актуализировать критическую мощность образования приковельной зоны. После этого необходимо сделать переоценку блока и рассмотреть вопрос о целесообразности разведки в сторону «клина» НГМТ – экран либо о бесперспективности блока для последующих работ. Если нефтегенерационный потенциал аргиллитовой толщи окажется высоким, то при отсутствии притока углеводородов, необходимо будет адаптировать прогноз и провести ряд дополнительных исследований.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проведенных исследований на основании данных изотопных и геохимических исследований определены критерии поиска залежей в восточных блоках с позиции текущей концепции формирования залежей, которая непосредственно связана с потенциалом НГМТ и механизмом вертикальной миграции.

Список литературы

1. Кузнецов А.Б., Семихатов М.А., Горохов И.М. Изотопный состав Sr в водах Мирового океана, окраинных и внутренних морях: возможности и ограничения Sr-изотопной хемостратиграфии // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2012. – Т. 20. – № 6. – С. 3–19.
2. Эволюция нефтегазообразования и нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы / Т.К. Баженова, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева [и др.]. – СПб.: ВНИГРИ, 2015. – 148 с.
3. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей / Ю.А. Филиппов, Ю.В. Петришина, Л.И. Богородская [и др.] // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1362–1374.
4. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf.
5. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефти верхнего докембрия юга Восточной Сибири. – Новосибирск: Гео, 2005. – 166 с.
6. Исследования погружения и термической истории осадочного бассейна Байкитской антеклизы / К.Ю. Васильева, Е.А. Бакай, Е.Б. Ершова [и др.] // Вестник Московского университета. – 2016. – № 5. – С. 76–80.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Second Edition: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – Р. 99–100.

References

1. Kuznetsov A.B., Semikhhatov M.A., Gorokhov I.M., *The Sr isotope composition of the world ocean, marginal and inland seas: Implications for the Sr isotope stratigraphy* (In Russ.), Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya = Stratigraphy and Geological Correlation, 2012, V. 20, no. 6, pp. 3–19.
2. Bazhenova T.K., Shapiro A.I., Vasil'eva V.F., Vishnevskaya N.B. et al., *Ehvoljutsiya neftegazoobrazovaniya i neftegazonakopleniya na yugo-zapade Sibirskoy platformy* (Evolution of oil and gas formation and oil and gas accumulation in the south-west of the Siberian platform), St. Petersburg: Publ. of VNIGRI, 2015, 148 p.
3. Filiptsov Y.U.A., Petrishina Y.U.V., Bogorodskaya L.I. et al., *Evaluation of catagenesis and oil and gas generation properties of organic matter in the Riphean and Vendian sediments of the Baikitskaya and Katangskaya oil and gas bearing areas* (In Russ.), Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics, 1999, V. 40, no. 9, pp. 1362–1374.
4. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., *Upper Proterozoic formations of Siberian platform - main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin* (In Russ.), Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2011, V. 6, no. 2, URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf.
5. Timoshina I.D., *Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteproizvodnykh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri* (Geochemistry of organic matter of petroleum producing rocks and oils of the Upper Precambrian of the south of Eastern Siberia), Novosibirsk: Geo Publ., 2005, 166 p.
6. Vasil'eva K.YU., Bakay E.A., Ershova E.B. et al., *Subsidence and thermal history of Baikit antecline sedimentary basin* (In Russ.), Vestnik Moskovskogo universiteta, 2016, no. 5, pp. 76–80.
7. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M., *The biomarker guide. Second Edition: Biomarkers and isotopes in the environment and human history*, Cambridge University Press, 2005, pp. 99–100.

РАЗВИТИЕ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

EVOLUTION OF GAS LIFT AT EASTERN PART OF THE ORENBURGSKOE OIL
AND GAS CONDENSATE FIELD

В.В. Ульянов, к.ф.-м.н.

ПАО «Газпром нефть»

А.Е. Кучурин, Е.А. Кибиров

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

Д.В. Генералов, А.М. Дунаев

ООО «Газпромнефть-Оренбург»

Электронный адрес: Kuchurin.AE@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: компания «Газпром нефть», газлифт, испытание, автоматизированная система управления, месторождение

V.V. Ulyanov Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

A.E. Kuchurin, E.A. Kibirev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

D.V. Generalov, A.M. Dunaev Gazpromneft Orenburg LLC, RF, Orenburg

The paper describe of experience to protect gas lift infrastructure at the Orenburg oil and gas condensate field from hydrate. Describe of effect obtained after installation automatic control systems of gas stream injected to wells.

Keywords: Gazprom neft, gas lift, test, automatic control system, field

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-36-38

ВВЕДЕНИЕ

Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) имеет сложное геологическое строение, представлен карбонатным трещинно-поровым, литологически неоднородным коллектором с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Запасы продуктивных пластов характеризуются как трудноизвлекаемые. Нефтяная залежь восточного участка ОНГКМ разрабатывается на упруговодонапорном режиме с добавлением режима растворенного газа по мере снижения пластового давления и режима газовой шапки в подгазовых зонах.

Нефть продуктивных пластов восточного участка ОНГКМ сернистая, содержит значительное количество смолистых и парафино-

вых соединений, относится к классу легких нефей. В конденсате присутствует меркаптановая сера (менее 1 %), газ – метанового типа, содержит более 5 % сероводорода. Газлифтный способ эксплуатации добывающих скважин является основным. В качестве рабочего агента применяется природный газ газовой шапки. Месторождение разрабатывается горизонтальными скважинами.

ПРОБЛЕМЫ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА

Большая часть площади нефтяной оторочки месторождения характеризуется наличием газовой шапки. Это оказывает негативное влияние на выработку запасов нефти из подгазовой части пласта. Отсутствие выдер-

жанных непроницаемых перемычек между нефтяной и газовой частями пласта приводит к конусообразованию и прорыву газа к забою добывающих скважин, добыча нефти при этом сопровождается значительными отборами свободного газа.

Приведенные факторы сыграли решающую роль при выборе способа эксплуатации месторождения. До настоящего времени основной объем газа в систему газлифтных газопроводов подавался без какой-либо подготовки из скважин, вскрывших газовую шапку (см. [рисунок](#)).

Такая система распределения газа несовершенна, ее эксплуатация сопровождается существенными осложнениями, такими как наличие «сырого» газа, содержащего жидкую фазу, и невозможность адекватного регулирования работы газлифтных скважин.

Наличие жидкой фазы в потоке газа приводит к образованию гидратов в местах перепада температуры и давления по маршруту движения газа. Наибольшие изменения характеристики потоков происходят на угловых штуцерах, с помощью которых регулируется расход газлифтного газа, подаваемого в скважину. При снижении давления газа уменьшается температура регулируемого агента. Это приводит к образованию и отложению твердых кристаллогидратов как на внешней, так и на внутренней поверхностих оборудования. При образовании гидратов на угловых штуцерах снижается расход подаваемого в скважину газлифтного газа, вплоть до полной остановки потока, что ведет к нарушению технологического режима работы газлифтной скважины.

Основным способом предотвращения образования кристаллогидратов на восточном участке ОНГКМ является дозирование метанола. Однако использование метанола не всегда эффективно из-за разной скорости движения потоков газа и метанола в трубопроводе. Кроме того, метанол подается в газопровод по капилляру без применения распылителя, что приводит к снижению площади контакта метанол-газлифтный газ. В связи с этим влага, находящаяся в потоке газа, не успевает прореагировать с метанолом. Помимо этого, применение метанола, являющегося ядовитым веществом, влечет за собой значительные операционные затраты на обеспечение безопасности обслуживающего персонала.

Невозможность адекватного регулирования расхода газлифтного газа приводит к тому, что реакция на изменение технологического режима работы скважин происходит

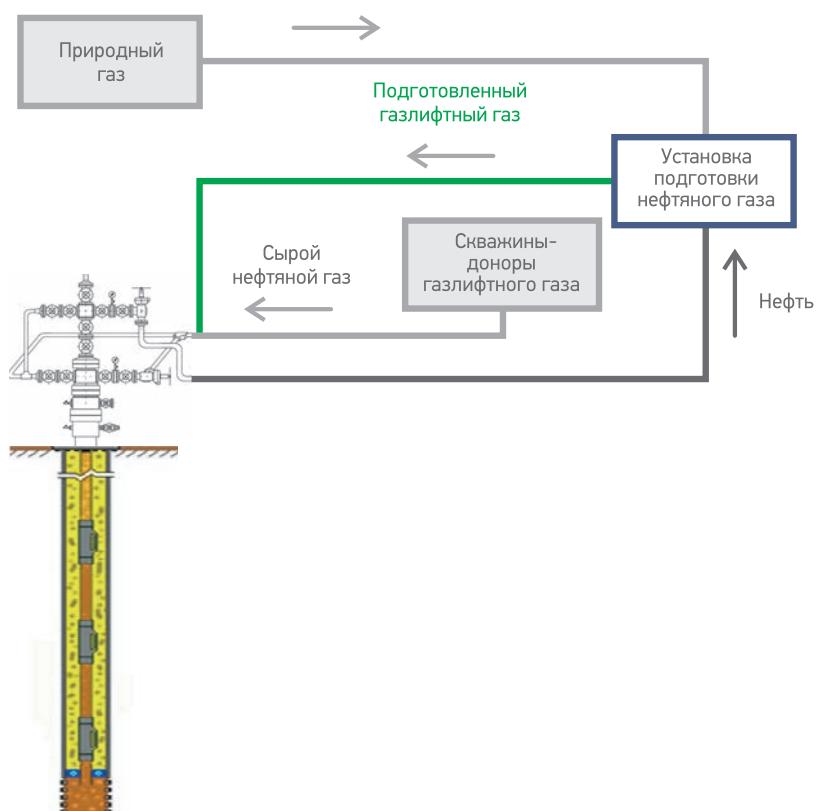


Схема распределения газлифтного газа до 2018 г.

дит с задержками во времени. Технологический режим может изменяться из-за образования гидратов в газлифтной системе, прорывов пластового газа к скважине и по другим технологическим причинам, связанным с работой скважинного оборудования.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РАСХОДОМ ГАЗА

С целью повышения эффективности предотвращения образования гидратных пробок в системе газлифтных трубопроводов, автоматизации процесса регулирования параметров газлифтного газа и повышения скорости реакции на изменение технологического режима работы скважин в 2016 г. провели опытно-промышленные испытания автоматизированной системы управления расходом газа (АСУ РГ). АСУ РГ предназначена для автоматического поддержания заданного расхода газлифтного газа. В управляемый модуль заложена программа, которая поддерживает заданный перепад давления. При образовании гидратов система уравнивает фактическое давление газа и заданное. Если выявляются отклонения от заданного значения, то включается режим удаления гидратных отложений. Ре-

Номер скважины	$Q_{ж}$, м ³	B , %	Q_n , т	q_r , тыс м ³ /сут	$Q_{ж}$, м ³	B , %	Q_n , т	q_r , тыс м ³ /сут	ΔQ_n , т	Δq_r , тыс м ³ /сут
	до запуска АСУ РГ					после запуска АСУ РГ				
1114	15	0	12	14,4	25,2	0	20,3	14,4	8,4	0,0
1221	19	0	13	9,6	22	0	17,9	10,8	4,9	1,2
1130-1	8	0	6	7,0	13	0	10,5	9,6	4,1	2,6
1100-2	20	0	17	12,0	25	0	20	13,2	3,0	1,2
1151	2	0	2	8,4	6,2	23	3,7	6	0,4	-2,4
3257	12	7	10	10,8	14,2	7	11,4	11,5	1,4	0,7
1101-2	35	0	29	10,8	37	0	30	7,2	1,0	-3,6
1124-2	11	1	9	6,0	12,5	1,5	9,9	8,4	0,9	2,4
1129	9	0	8	6,0	10,9	0	8,8	10,8	0,8	4,8
1111-2	6	0	5	8,4	6,9	0	5,45	3,6	0,1	-4,8
1046-2	13	0	11	9,6	14,2	0	11,2	10,8	0,2	1,2
1202	18	0	15	12,0	18,3	0	14,6	12	0,1	0,0
1111-1	4	0	3	4,2	3,9	0	2,9	3,6	0,0	-0,6
1247	16	0	13	8,4	19	17	13	7,2	0,0	-1,2
1028-2	20	0	16	10,8	20,4	0	15,9	9,6	-0,1	-1,2

Примечание. $Q_{ж}$ – добыча жидкости; B – обводненность; Q_n – добыча нефти; q_r – расход газлифтного газа; Q_n – изменение добычи нефти; Δq_r – изменение расхода газлифтного газа.

результаты испытаний показали эффективность использования АСУ РГ в осенне-зимний период, и в 2018 г. было начато полномасштабное внедрение АСУ РГ на газлифтном фонде скважин восточного участка ОНГКМ.

По состоянию на май 2018 г. установлено 55 АСУ РГ, 15 из них полностью подключены, настроены и переданы в эксплуатацию. На других скважинах проводятся пусконаладочные работы и настройка систем управления. Результаты работы скважин до и после внедрения АСУ РГ приведены в **таблице**.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предварительные результаты промышленного внедрения АСУ РГ позволили оптимизировать работу скважин, увеличить добычу нефти более чем на 4 % и сократить расход газлифтного газа на 3 %.

В 2018 г. планируется продолжить внедрение АСУ РГ на газлифтном фонде скважин, что позволит сократить расход метанола, повысить безопасность труда и оперативно реагировать на изменения технологического режима работы скважин.

Список литературы

1. Внедрение АСУ для оптимизации работы газлифтного фонда скважин на Оренбургском НГКМ / Е.А. Кибиров, А.Е. Кучурин, Р.Р. Гайнетдинов [и др.] // Eurasia Oil&Gas. – № 9-10. – 2016. – С. 36-37.
2. Результаты проведения ОПИ по оптимизации газлифтной эксплуатации скважин на Оренбургском НГКМ / С.Н. Трубавин, В.В. Ульянов, Е.А. Кибиров [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – № 5 (58). – 2017. – С. 36-39.
3. Опыт оптимизации газлифтного фонда скважин в условиях ООО «Газпромнефть-Оренбург» / А.А. Шушаков, В.В. Ульянов, А.Е. Кучурин [и др.] // PROНефть. – № 1 (7). – 2018. – С. 64-67.

References

1. Kibirev E.A., Kuchurin A.E., Gaynetdinov R.R. et al., *The introduction of automated control systems for the optimization of the gas-lift wells at the Orenburg oil and gas condensate field* (In Russ.), Eurasia Oil&Gas, 2016, no. 9–10, pp. 36–37.
2. Trubavin S.N., Ul'janov V.V., Kibirev E.A. et al., *Results of pilot tests for gaslift optimization of the wells of the Orenburgskoe oil and gas condensate field* (In Russ.), Jekspozicija neft' gaz, 2017, no. 5(58), pp. 36–39.
3. A.A. Shushakov, V.V. Ul'janov, A.E. Kuchurin i dr., *Experience in optimization of gas lift wells in Gazpromneft-Orenburg* (In Russ.), ProNeft, 2018, no. 1(7), pp. 64–67.

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО МОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ОБЪЕМА ЗАКРЕПЛЕННОГО ПРОППАНТА

ELECTROMAGNETIC FRACTURING MONITORING EVALUATION FOR PROPPED RESERVOIR
VOLUME DETERMINATION

УДК
622.276.66:519.24
© Коллектив
авторов, 2018

Г.С. Григорьев, М.В. Салищев, Д.Д. Попов

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

П.Ю. Пушкарев

МГУ имени М.В. Ломоносова

Электронный адрес: Grigorev.GS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: гидроразрыв пласта (ГРП), мониторинг ГРП, электrorазведка

G.S. Grigoriev, M.V. Salishchev, D.D. Popov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

P.Yu. Pushkarev

Lomonosov Moscow State University

This article is aimed at the technological research in the field of non-seismic methods in oil and gas development. Proper hydraulic fracturing monitoring is one of the main unsolved issue: fracture geometry and propped reservoir volume determination. In this study forward electromagnetic modelling before and after fracking were done to assess its potential applicability in determining the geometry of a cracks.

Keywords: hydraulic fracturing, fracturing monitoring, electromagnetic methods

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-39-43

ВВЕДЕНИЕ

При проведении гидроразрыва пласта (ГРП) одной из ключевых задач является определение положения и объема трещин, закрепленных проппантом. Основным инструментом мониторинга ГРП служит микросейсмика. Потенциально перспективен также электромагнитный (ЭМ) мониторинг, с помощью которого можно определять зоны, закрепленные проппантом. Под ЭМ мониторингом понимаются повторные низкочастотные (в квазистационарном приближении) исследования с источником в скважине и приемными линиями на земной поверхности. Данный метод основан на зависимости амплитуды компонент ЭМ поля от величины и структуры электропроводящего объема, созданного закачанным в пласт проппантом.

Целью работы является оценка принципиальной возможности ЭМ мониторинга ГРП баженовской свиты Западной Сибири путем решения прямой задачи.

Вследствие слабой интенсивности естественного ЭМ поля на уровне значительной интенсивности техногенных ЭМ помех предпочтительно использование ЭМ поля контролируемого источника [1]. При этом наиболее информативным является источник, заземленный с помощью скважины. Один электрод обычно располагается на устье скважины, другой – в исследуемом пласте (в создаваемом коллекторе).

Наилучший результат обеспечивают низкочастотные скважинно-наземные исследования [2, 3]. Исходя из опыта изучения осадочных бассейнов до глубин порядка первых километров эти частоты составляют приблизи-

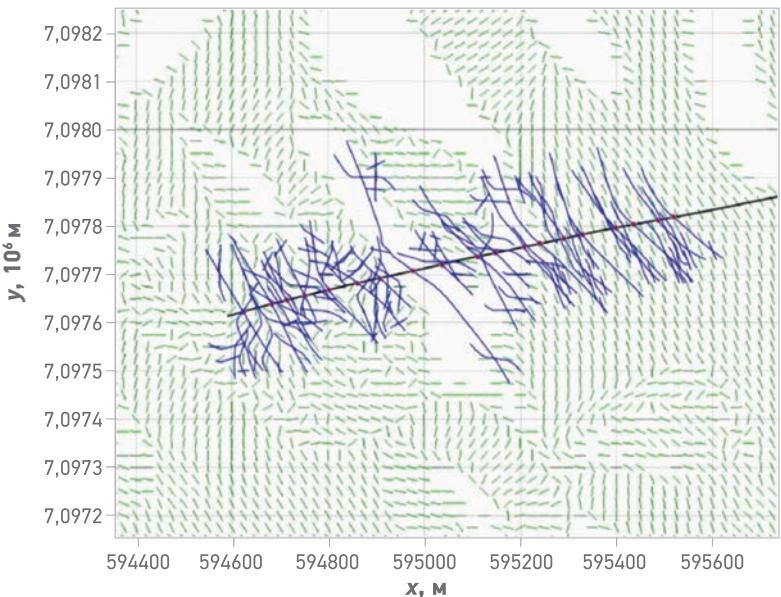


Рис. 1. Типичная модель распространения трещин на основе прямого расчета

тельно 100 – 0,1 Гц (периоды 0,01 – 10 с), на которых поле имеет квазистационарную структуру. Следует отметить, что измерения можно проводить как в частотной, так и во временной области, при этом соответствующий диапазон времен будет равен примерно 0,002 – 2 с (2 – 2000 мс).

ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Для оценки возможностей мониторинга была построена 3D геоэлектрическая модель, состоящая из фонового горизонтально-слоистого разреза и аномальной неоднородной электропроводящей зоны, отвечающей системе трещин, заполненных проппантом. В соответствии с возможностями используемой

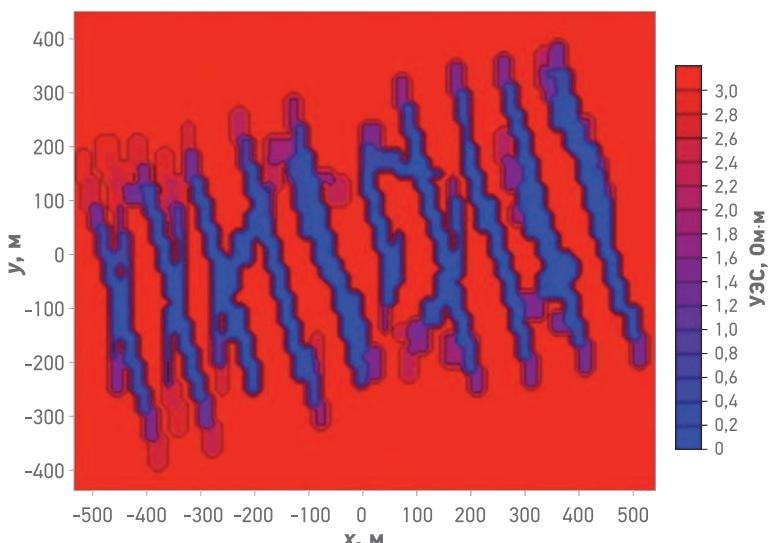


Рис. 2. Распределение УЭС рассматриваемого интервала при размере блока 6,25×6,25 м

программы 3D моделирования геоэлектрическая модель была в итоге представлена в виде совокупности однородных по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) изотропных блоков, каждый из которых представляет собой призму с гранями, параллельными координатным плоскостям $x0y$, $x0z$, $y0z$. Фоновый разрез был составлен на основе данных бокового каротажа.

Разрез включает весь осадочный чехол и заканчивается высокоменным (31 Ом·м) доюрским комплексом, залегающим на глубине 2467 м. В осадочном чехле выделяется 12 слоев, УЭС которых изменяются от 1,5 до 11 Ом·м. Большая суммарная продольная проводимость осадочного чехла (более 600 См) затрудняет выявление аномалий в его нижней части.

Для построения априорной модели искусственной трещиноватости, возникающей в баженовской свите в процессе ГРП, использовался симулятор ГРП (рис. 1).

Трещины насыщены проппантом с высокой электрической проводимостью от 1 000 См/м до 1 000 000 См/м. Поскольку раскрытие трещин составляет порядка 1 см и менее, а горизонтальный размер трещиноватой зоны – более 1 км при глубине залегания более 2 км, для моделирования нужно было преобразовать рассмотренную модель в эквивалентную, состоящую из достаточно крупных блоков. Для этого в диапазоне глубин 2318–2355 м в центральную часть модели добавлены блоки, УЭС которых были выбраны таким образом, чтобы давать усредненное значение в соответствующем объеме модели с трещинами.

Для определения УЭС каждого блока требовалось оценить, какую часть его объема занимают насыщенные проппантом трещины. УЭС блока определяли по упрощенной формуле Арчи – Дахнова как произведение параметра пористости на УЭС проппанта. На рис. 2 приведено распределение УЭС в слое при размере однородных блоков 6,25×6,25 м.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для решения прямой задачи использовалась программа В.Л. Друскина и Л.А. Книжнермана [1], позволяющая решать прямые трехмерные 3D ЭМ задачи в квазистационарном приближении в частотной и временной областях. В качестве возбудителей поля может использоваться плоская волна или совокупность электрических и магнитных диполей.

Программа основана на методе конечных разностей. Область моделирования покрыва-

етсяся прямоугольной сеткой, в узлах которой определяются компоненты поля. Сетка должна быть составлена так, чтобы расстояние между узлами было по возможности мало, а расстояние до границ областей моделирования – велико (по сравнению с длиной волны). Модель среды в программе представляет собой совокупность прямоугольных параллелепипедов, погруженных в однородное полупространство. Поэтому каждый слой фонового разреза представлял собой параллелепипед с границами, удаленными до краев области моделирования. Трехмерные неоднородности соответственно представляли собой компактные параллелепипеды.

Питающая линия (AB) была составлена из вертикальных электрических диполей, начиналась у земной поверхности и заканчивалась на глубине 2355 м. Для того, чтобы проследить распределение аномалии горизонтальной компоненты E_x от зоны ГРП на поверхности, требуется, чтобы скважина с питающей линией располагалась на относительном удалении от данной зоны. Это и было сделано при построении модели. Положение питающей линии важно учитывать, так как вблизи скважины электрическое поле от питающей линии оказывает сильное влияние на исследуемую среду, т.е. отследить появление аномалии вблизи скважины весьма проблематично.

Система наблюдения была представлена пятью профилями, расположенными параллельно друг другу. Шаг между точками наблюдения составлял 100 м. В каждой точке наблюдения находилось по два приемника горизонтальных электрических компонент поля (E_x и E_y) и по три приемника магнитных компонент (B_x , B_y и B_z).

Частоты, на которых рассчитывалось поле, находились в диапазоне от 0,06 до 62 Гц, при этом каждая последующая частота отличалась от предыдущей в 2 раза.

Решение в программе определяется итерационным способом. С ходом итераций программа анализирует поведение поля в контрольном приемнике. От выбора контрольного приемника во многом зависит точность получаемого результата. Обычно в качестве контрольного выбирается приемник с минимальным значением поля. В рассматриваемом случае был выбран приемник на максимальном расстоянии от источника.

Решение прямой задачи было получено для двух моделей: с однородным изучаемым слоем (3 Ом·м) и с неоднородной зоной в этом слое. Эти модели отвечают ситуациям соответственно до и после проведения ГРП. Далее расчеты повторялись для более проводящих аномалий, отвечаю-

щих проппантам с повышенной электрической проводимостью.

Результаты представлялись в виде графиков модулей компонент поля в зависимости от частоты и расстояния на отдельных частотах (графики профилирования). По этим графикам можно выделить благоприятные участки и частоты, на которых электропроводящая трещиноватая зона проявляется наиболее интенсивно, и величина соответствующей аномалии превышает 1 %, что позволяет выделить ее на практике.

На **рис. 3** представлен график поля по профилю, пересекающему центральную часть зоны ГРП с электрической проводимостью проппанта, равной 10^5 См/м. На графике показано несколько распределений аномалии $|E_x|$ вдоль профиля в зависимости от частоты. Из **рис. 3** видно, что наиболее высокоамплитудные аномалии от трещин ГРП прослеживаются при применении ЭМ волны на частотах 0,06 и 0,49 Гц. Преимущество использования более низкочастотных волн непосредственно связано с большей глубиной исследования, а также с низкими значениями УЭС изучаемой среды. Из-за низких значений УЭС высокочастотные ЭМ волны быстрее затухают и не способны показать более детальную картину на больших глубинах.

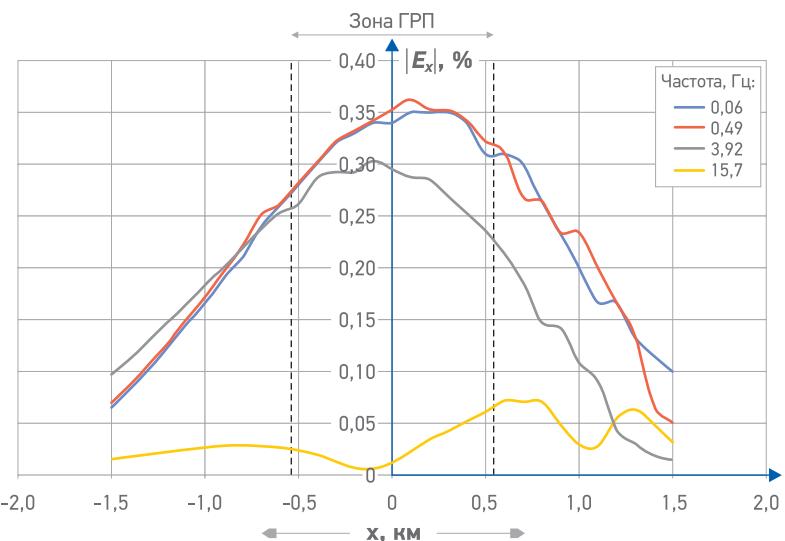


Рис. 3. Распределение аномалии $|E_x|$ в зависимости от частоты ЭМ волны

В ходе проведения моделирования была определена следующая закономерность: аномалия $|E_x|$ возрастает почти от 0 до 1 % и более с ростом электрической проводимости проппанта от 1 000 до 1 000 000 См/м (**рис. 4**). Следует также отметить, что амплитуда полученной аномалии горизонтальной компонен-

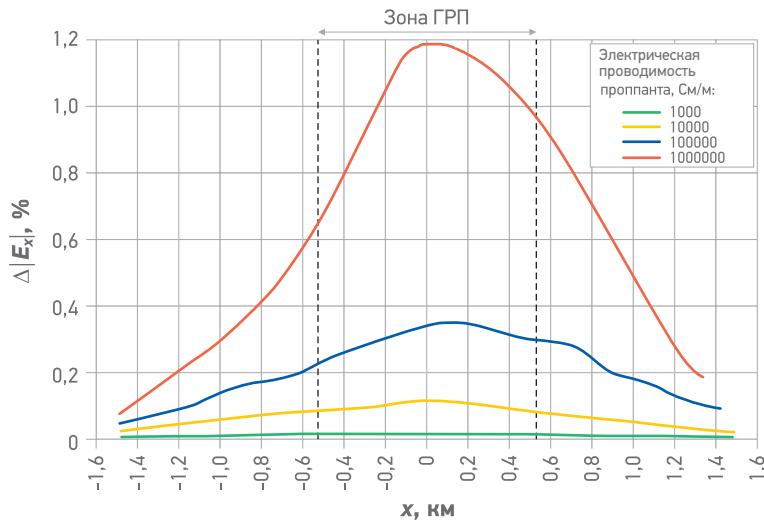


Рис. 4. 3D моделирование ЭМ мониторинга ГРП (АВ: $x = 1800$, $y = 100$, $z = 0 - 2355$ м): $|\mathbf{E}_x|$ по профилю $x = -1500 - 1500$ (шаг 100 м); $y = 0$; $z = 0$ на частоте 0,49 Гц

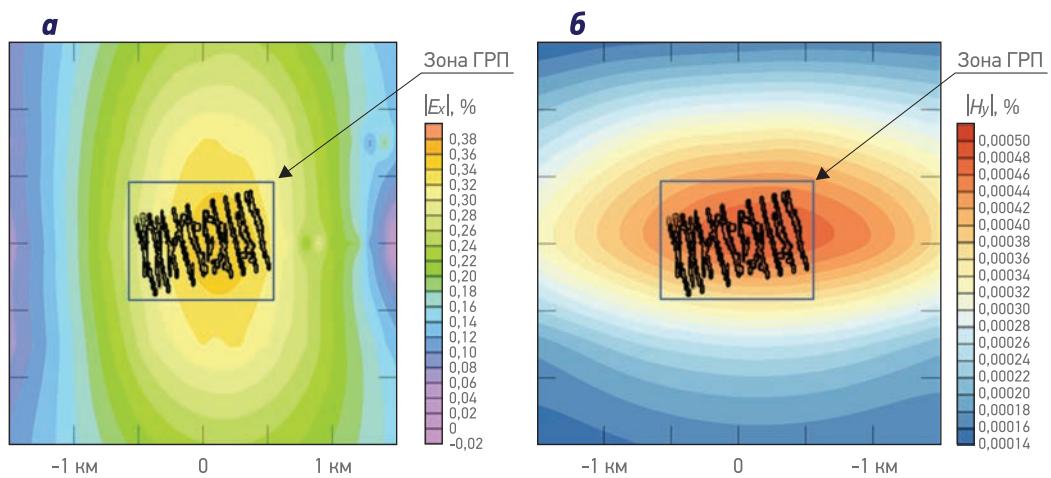


Рис. 5. Карты эффектов аномалий $|\mathbf{E}_x|$ (а) и $|\mathbf{H}_y|$ (б)

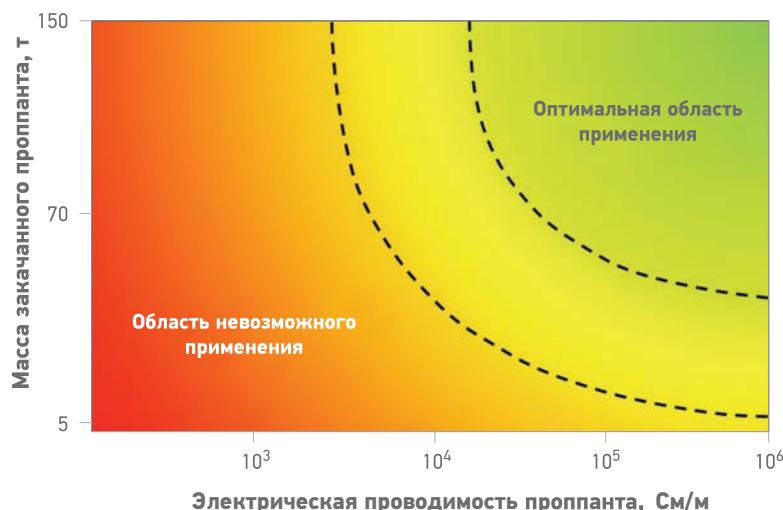


Рис. 6. Матрица применимости проппанта для ЭМ мониторинга ГРП

ты E_x достигает максимального значения в центральной зоне ГРП, но по мере перемещения к периферии данной зоны прослеживается падение значений аномалии, что, возможно, связано со снижением концентрации проппанта.

Немаловажным является эффект, полученный в магнитном поле. Прежде всего, поле вертикального электрического диполя (ВЭД) в горизонтально-слоистой среде (ГСС) имеет три компоненты: E_x , E_z и H_y (остальные три равны нулю). Более того, на земной поверхности E_z и H_y также равны нулю. Таким образом, магнитное поле ВЭД на поверхности ГСС отсутствует. Однако, если появляется проводящая неоднородность (насыщенная проппантом область), то возникает магнитное поле, позволяющее ее картировать (рис. 5).

Таким образом, магнитное поле в данной задаче является информативным. Можно также рассмотреть вертикальную компоненту H_z . Она отсутствует в ГСС (причем не только на поверхности, но и внутри нее), но при наличии проводящих аномалий в H_z также должна наблюдаться соответствующая аномалия. Компоненту H_z на поверхности достаточно просто измерить, для этого используются петли.

Для определения приблизительного положения зоны ГРП в плане были построены карты эффектов аномалий (см. рис. 5). Из рис. 5 видно плановое распределение аномалий горизонтальных компонент ЭМ поля E_x и H_y . Область с наибольшими значениями $|\mathbf{E}_x|$ и $|\mathbf{H}_y|$ находится в центральной части карты, в районе расположения зоны ГРП.

На основании полученных результатов была составлена матрица применимости проппанта, используемого для ГРП баженовской свиты, кровля пласта находится на глубине 2318 м, подошва – на глубине 2355 м, толщина составляет 37 м (рис. 6). Данная матрица дает информацию об оптимальных массе и электрической проводимости проппанта, используемого на каждой стадии закачки. Следует отметить, что при составлении матрицы требовалось учитывать положение зоны ГРП: ее глубину залегания, площадь распространения, толщину, объем трещин. Данные па-

раметры могут влиять на концентрацию проппанта и, как следствие, на величину ЭМ аномалии. Кроме того, необходимо подчеркнуть, что увеличение концентрации проппанта в трещинах ГРП может компенсировать его низкую электрическую проводимость в относительно небольших интервалах и не помешать в ходе измерений зафиксировать аномалию. В данном случае при моделировании использовались масса проппанта, равная 70 т, что позволило при электрической проводимости проппанта, равной 10^5 См/м, зафиксировать наличие аномалии ЭМ поля. С учетом влияния промышленного шума ($\approx 0,3\%$) применение 70 т проппанта с электрической проводимостью ниже 10^5 См/м не позволит должным образом зафиксировать аномалию ЭМ поля от трещин ГРП. Нерешенной остается задача определения контура трещиноватой зоны и выявления внутри нее участков более и менее интенсивной трещиноватости, с наличием и отсутствием проппанта. Для ее решения необходимо выполнить больший объем моделирования с использованием более широкого модельного ряда, разных вариантов расположения источника и системы наблюдений, а также этапом решения обратной задачи с оценкой точности полученного решения. На основании этого с использованием различных трансформаций и способов визуализации сигнала можно попытаться выработать оптимальную методику ЭМ мониторинга ГРП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненного исследования была построена геоэлектрическая модель, проведено моделирование скважинно-наземных повторных наблюдений, показавшее значимое (более 1 %) влияние на измеряемое ЭМ поле электропроводящей трещиноватой зоны, образовавшейся при ГРП с применением высокопроводящего проппанта. Был также определен наиболее целесообразный диапазон частот ЭМ поля для мониторинга ГРП.

При моделировании важно было учитывать геометрические характеристики зоны ГРП, а при фиксации аномалии на поверхности – концентрацию проппанта и его электрическую проводимость. Эти параметры могут компенсировать друга друга в относительно небольших интервалах.

Проведенное исследование подтверждает потенциальную возможность применения ЭМ мониторинга ГРП. При этом сила тока в контролируемом источнике должна составлять порядка 100 А, диапазон используемых частот – от 0,1 до 100 Гц, оптимальная электрическая проводимость и масса проппанта – соответственно 10^{5-6} См/м и 5–150 т на каждой стадии закачки.

Однако окончательное заключение о применимости метода можно сделать только после моделирования скважинных измерительных установок, решения обратной задачи на модельных данных и проведения моделирования с проппантом-изолятором.

Список литературы

1. Rees N., Heinson G., Conway D. Monitoring hydraulic stimulation using telluric sounding // Earth, Planets and Space. – 2018. – 70:7. – 12 p.
2. Hickey M.S., Trevino S., Everett M. Monitoring hydraulic fracturing fluid movement using ground-based electromagnetics, with applications to the Anadarko basin and the Delaware basin. Unconventional resources technology conference (URTeC) // SPE 178679-MS. – 2017.
3. Far-field proppant detection using electromagnetic methods: latest field results / T. Palisch, W. Al-Tailji, L. Bartel [et al.] // SPE 184880-MS. – 2017.
4. Друскин В.Л., Книжнерман Л.А. Спектральный дифференциально-разностный метод численного решения трехмерных нестационарных задач электроразведки // Физика Земли. – 1988. – № 8. – С. 63-74.

References

1. Rees N., Heinson G., Conway D. Monitoring hydraulic stimulation using telluric sounding. *Earth, Planets and Space*, 2018, 70:7, 12 p.
2. Hickey M.S., Trevino S., Everett M., Monitoring hydraulic fracturing fluid movement using ground-based electromagnetics, with applications to the Anadarko basin and the Delaware basin. *Unconventional resources technology conference (URTeC)*, SPE 178679-MS, 2017.
3. Palisch T., Al-Tailji W., Bartel L., Cannan C., Zhang J., Czapski M., Lynch K., Far-field proppant detection using electromagnetic methods: latest field results, SPE 184880-MS, 2017.
4. Druskin V.L., Knizhnerman L.A., Spectral differential method of forward 3D modelling (In Russ.), *Fizika Zemli*, 1988, no. 8, pp. 63-74.

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПОДГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

THE COMBINE COMPLETION OF THE WELLS FOR DEVELOPMENT OIL RIMS

М.С. Кувакина

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

Электронный адрес: Kuvakina.MS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: заканчивание скважин, адаптивная система, подгазовые залежи, нефтяные оторочки

M.S. Kuvakina Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Developing of oil rims is related of many problems and the main one is the early gas breakthrough. In the current work the solution of the problem is considered by application of new approaches of completion of wells. The combine completion of the wells can increase the effectiveness of development oil rims.

Keywords: well completion, adaptive system, under gas part of the reservoir, oil rims

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-44-47

ВВЕДЕНИЕ

Актуальной задачей современной нефтедобывающей отрасли является эффективная выработка оставшихся извлекаемых запасов, значительная часть которых приурочена к подгазовым залежам и нефтяным оторочкам. Такие запасы считаются сложными для разработки и часто не разрабатываются из-за высоких рисков, отсутствия технологий или экономической нерентабельности. Одной из ключевых проблем при разработке подгазовых залежей и нефтяных оторочек является ранний прорыв газа, что приводит к падению давления в пласте, добыче нецелевого флюида и низкой эффективности выработки запасов нефти залежи. В статье решение данной проблемы рассматривается с позиции применения новых подходов к заканчиванию скважин. Такие подходы позволят увеличить эффективность разработки сложных подгазовых залежей.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВЫЙ ПОРТ

Месторождение Новый Порт расположено в Ямalo-Ненецком автономном округе на севере Западной Сибири. Основные его запасы сконцентрированы в юрских отложениях, которые характеризуются высокой вертикальной неоднородностью, что позволяет вовлечь в разработку только часть из них. В качестве примера в данной работе был выбран пласт Ю₂₋₆, имеющий сложное геологическое строение: обширную газовую шапку, подстилающую воду и высокую анизотропию. Анизотропия проницаемости создает неравномерный профиль притока к скважине, и как следствие, способствует прорывам газа (рис. 1). При разработке залежей с высокой вертикальной неоднородностью для увеличения связанности коллектора обычно применяют многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), но, как правило, он проводится в

нижних прослоях для избежания распространения трещины в газовую шапку. Это приводит к тому, что подгазовая часть нефтенасыщенного коллектора остается незатронутой разработкой (рис. 2).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ – КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Для решения проблемы раннего прорыва нецелевого флюида и эффективной выработки подгазовой части пласта предлагаются использование комплексной системы заканчивания скважин, которая позволит вовлечь в разработку весь интервал нефтенасыщенного коллектора.

Такая система состоит из двух основных технологий: исследования притока с помощью устройства контроля притока (УКП) с адаптивными клапанами и МГРП (рис. 3). УКП создает гидравлическое сопротивление проходящей жидкости с помощью специальных «лабиринтов», число и длина которых настраиваются в зависимости от профиля проницаемости. Чем длиннее секция УКП, тем большее гидравлическое сопротивление создается в сегменте. Адаптивные клапаны в УКП являются ограничительным элементом при прорыве газа. Клапаны устанавливаются в подгазовую часть

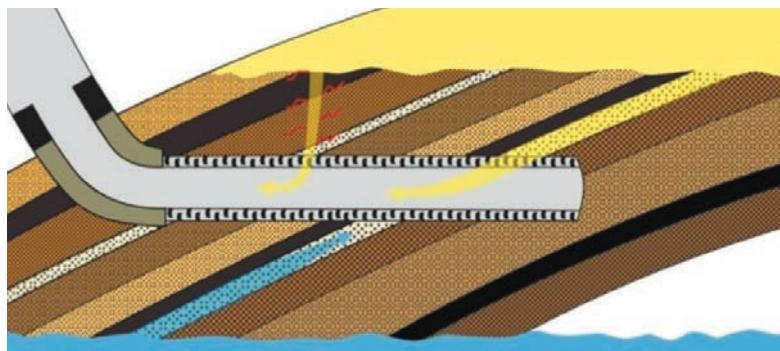


Рис. 1. Принципиальная схема прорыва газа и воды к стволу скважины

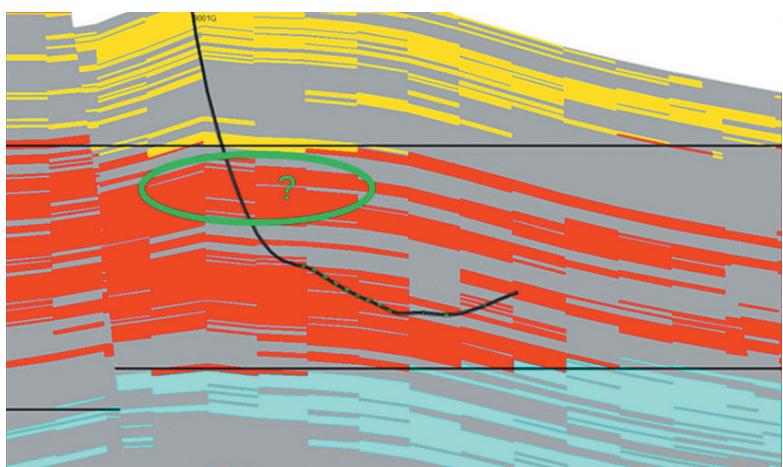


Рис. 2. Разрез вдоль ствола скв. 9001G с подгазовой зоной, не затронутой разработкой



МГРП
в горизонтальной
части скважины

**АДАПТИВНЫЕ
КЛАПАНЫ**
в подгазовой
части

Рис. 3. Принципиальная схема комплексной системы заканчивания скважины

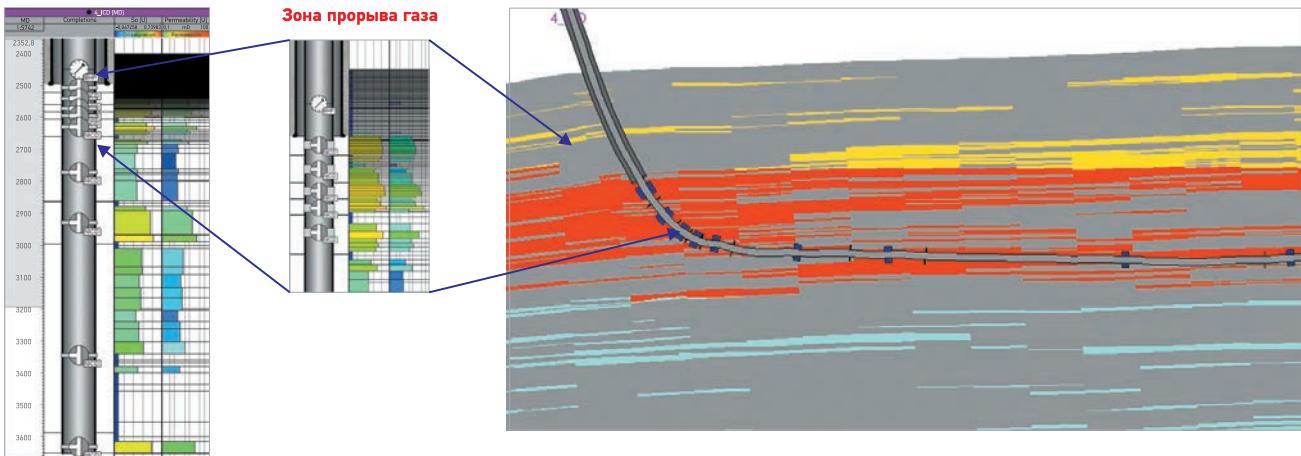


Рис. 4. Схема установки УКП с адаптивными клапанами

скважины и при прорыве газа закрываются, позволяя остальной части ствола работать в прежнем режиме.

МГРП проводится таким способом, который был принят эффективным для конкретного пласта. Для того, чтобы избежать риска прорыва газа в газовую шапку, МГРП осуществляется в нижних прослоях.

Следует отметить, что УКП с адаптивными клапанами состоит из нескольких сегментов, разделенных пакерами в зависимости от профиля проницаемости пласта, вскрытоГО горизонтальной скважиной (ГС) (рис. 4). Принцип работы УКП с адаптивной системой состоит в том, что жидкость из пласта проходит через первую секцию, где отфильтровываются механические примеси, и попадает в специальную камеру. В камере за счет конфигурации ее каналов поток жидкости многократно разделяется и затем соединяется, таким образом, уменьшается депрессия. На практике, на участке, где ожидается прорыв флюида по

высокопроницаемой зоне, устанавливается более длинная камера, следовательно, эта зона разрабатывается на меньших депрессиях. На других участках устанавливаются камеры меньшей длины или не устанавливаются совсем.

При прорыве газа секция способна закрываться с помощью адаптивных клапанов, настроенных на определенный расход проходящей жидкости. Клапаны могут закрываться или открываться в зависимости от изменения заданного расхода. Таким образом, система позволяет выравнивать профиль притока без риска прорыва газа.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО ПОДХОДА

В рамках данной работы проведено моделирование систем заканчивания в плагине Multisectional well в ПО Petrel. Были выбраны три основные опции для одной скважины пласта Ю_{2-6} (рис. 5):

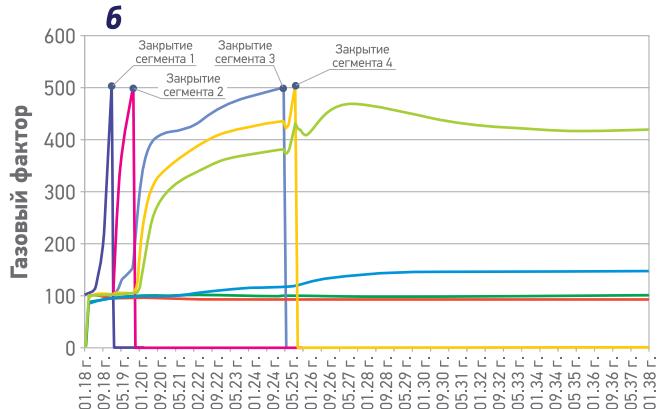
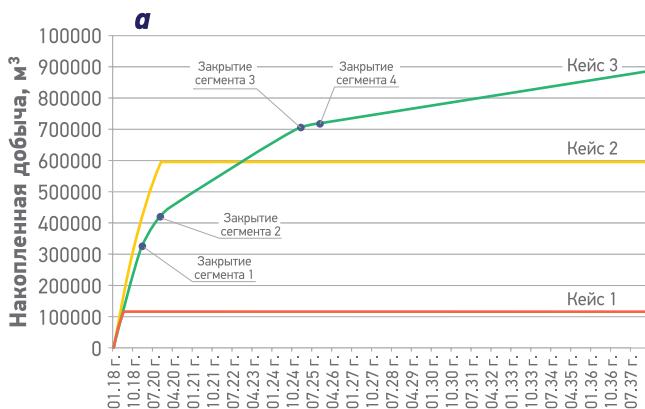


Рис. 5. Результаты расчетов по скв. 9189 на гидродинамической модели (сравнительная характеристика расчетных кейсов (а), график закрытия клапанов комплексной системы заканчивания (б))

- 1) фактическое заканчивание – ГС+МГРП, выполненное только в нижней части коллектора (кейс 1);
- 2) ГС с обычным фильтром по всему коллектору, включая подгазовую часть (кейс 2);
- 3) заканчивание с адаптивной системой по всему коллектору (кейс 3).

Из **рис. 5** видно, что вариант фактического заканчивания показывает наихудшие результаты, так как коллектор в нижнем прослое относительно хуже коллектора в подгазовой зоне. ГС с обычным фильтром в первый год работы – наилучший результат, но скважина также закрывается из-за прорыва газа. Предлагаемая адаптивная система позволяет отбирать меньше газа, при этом разрабатывая подгазовую нефтяную часть.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексная система заканчивания скважин – это интеграция нового российского оборудования в существующий подход к заканчиванию скважин. Для пласта Ю₂₋₆ Новопортовского месторождения – это использование УКП с адаптивными клапана-

ми как дополнительного оборудования для заканчивания скважин в подгазовой части пласта с помощью технологии МГРП. Данный подход даст возможность испытать новую технологию без значительных капитальных вложений и с минимальными рисками.

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ РАННЕГО ПРОРЫВА НЕЦЕЛЕВОГО ФЛЮИДА И ЭФФЕКТИВНОЙ ВЫРАБОТКИ ПОДГАЗОВОЙ ЧАСТИ ПЛАСТА ПРЕДЛАГАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, КОТОРАЯ ПОЗВОЛИТ ВОВЛЕЧЬ В РАЗРАБОТКУ ВЕСЬ ИНТЕРВАЛ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

Гидродинамические расчеты показывают перспективность данного подхода, который позволит увеличить эффективность разработки подгазовых залежей и нефтяных оторочек.

Список литературы

1. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нукаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
2. Влияние изменения параметров оборудования для контроля притока на эффективность его применения в горизонтальных скважинах / Д.А. Антоненко, С.Л. Амирян, Р.В. Мурдыгин, Е.И. Хатмуллина // Вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 34–38.
3. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин / М. Нукаев, О. Журавлев, Р. Щелушкин, О. Андрианов // Neftgaz. – 2014. – № 4. – С. 20–24.
4. Семенов А.А., Киселев В.М. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта // Engineering&Technologies. – 2011. – № 4. – С. 429–437.

Reference

1. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T., *Design of inflow control devices in the Vankor field* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2009, no. 11, pp. 20 – 23.
2. Antonenko D.A., Amiryam S.L., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., *The impact of changes in the parameters of equipment for flow control on the effectiveness of its use in horizontal wells* (In Russ.), Vestnik OAO «NK «Rosneft», 2007, no. 5, pp. 34-38.
3. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O., *Features of equipment for the construction of horizontal wells* (In Russ.), Neftgaz, 2014, no. 4, pp. 20-24.
4. Semenov A.A., Kiselev V.M., *Horizontal well performance modeling in the case of reservoir properties heterogeneity* (In Russ.), Zhurnal Sibirskogo federal'nogo universiteta = Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies, 2011, no. 4, pp. 429-437.

УДК
622.276.1/.4.001

© М.В. Симонов,
Д.С. Перец,
В.С. Котежеков,
2018

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ АЛГОРИТМОВ АНАЛИЗА ДАННЫХ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА

APPLICATION OF DATA MINING FOR HANDLING APPLIED PROBLEMS OF PETROLEUM ENGINEERING

М.В. Симонов, Д.С. Перец, В.С. Котежеков

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

Электронные адреса: Simonov.MV@gazpromneft-ntc.ru,
Perets.DS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: машинное обучение, интеллектуальный анализ данных, забойное давление, поиск аномальных значений, сглаживание

M.V. Simonov, D.S. Perets, V.S. Kotezhekov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The fields of application of machine learning in the oil industry are actively expanding. Despite this, there are currently no convenient and simple tools that allow you to use machine learning methods to solve applied problems without special programming skills. The purpose of this work is to create a program that will allow to carry out data mining using machine learning algorithms and solve common problems associated with the analysis and construction of predictive models. Created an algorithm to implement typical stages of the data analysis process (detection of abnormal values, filling the skipped values, smoothing the time series, reducing the dimension of the original feature space) and build a predictive models. Test examples showed that the developed program allows to construct a predictive models, as well as the search for significant features, which is applicable both for the construction of surrogate models for the optimization of oilfield development and for an analysis of hydrodynamic connectivity of wells.

Keywords: machine learning, data science, bottomhole pressure, anomaly detection, smoothing

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-48-51

ВВЕДЕНИЕ

Машинное обучение занимает все большее место в различных областях деятельности благодаря универсальности и возможности обрабатывать большое количество информации. Активно расширяются сферы применения машинного обучения и в нефтяной промышленности. Несмотря на это, в настоящее время отсутствуют удобные и простые инструменты, позволяющие использовать методы машинного обучения для решения прикладных задач без специальных навыков программирования. Целью данной работы является создание программы, которая даст возможность проводить интеллектуальный анализ данных при помощи алгоритмов машинного обучения и решать типовые задачи, связанные с анализом и построением прогнозных моделей. Функционал инструмента должен включать решение следующих задач: выявление аномальных значений (выборов); заполнение пропущенных значений; сглаживание временных рядов; снижение размерности исходного пространства признаков при

помощи выделения наиболее значимых признаков; вычисление прогнозных значений целевой функции.

ОПИСАНИЕ РЕАЛИЗОВАННЫХ АЛГОРИТМОВ

1. Детектирование аномальных значений

Для детектирования аномальных значений используется алгоритм Local Outlier Factor [1, 2]. Для каждой точки x формируется множество-контекст $Q(x, k)$, состоящее из k соседей. Предполагается, что расстояние от анализируемой точки до окрестности распределено нормально, следовательно, можно вычислить «стандартное расстояние»

$$\sigma(x, Q(x, k)) = \sqrt{\frac{\sum_{q \in Q(x, k)} dist(x, q)^2}{|Q(x, k)|}}, \quad (1)$$

где q – элемент множества соседей $Q(x, k)$.
Мера выбросов рассчитывается по формуле:

$$PLOF(x, k) = \frac{pdist(x, k)}{E_{q \in Q(x, k)}[pdist(q, k)]} - 1. \quad (2)$$

где $E_{q \in Q(x, k)}[pdist(q, k)]$ – математическое ожидание расстояния от анализируемой точки до окрестности.

Точки с низкими значениями этой меры считаются выбросами.

2. Заполнение пропущенных значений

Заполнение пропущенных значений выполняется при помощи метода «Градиентный бустинг» [3, 4]. Пусть имеется набор пар признаков x и целевых переменных $y\{x_i, y_i\}_{i=1, \dots, n}$, на котором будет восстанавливаться зависимость вида $y = f(x)$ приближением $y \approx \check{f}(x)$. Критерием для определения лучшего приближения является функция потерь $L(y, f)$, которую необходимо минимизировать

$$y \approx \check{f}(x), \check{\theta} = \arg \min_{\theta} E_{x, y}[L(y, f(x, \theta))], \quad (3)$$

где $\check{\theta}$ – параметры каждого дерева решений. Оптимальные параметры $\check{\theta}$ приближаются итеративно

$$\check{\theta} = \sum_{i=1}^M \check{\theta}_i, \quad L_{\theta}(\check{\theta}) = \sum_{i=1}^N L(y_i, f(x_i, \check{\theta})). \quad (4)$$

Для минимизации $L_{\theta}(\check{\theta})$ используется градиентный спуск. В качестве $f(x, \check{\theta})$ выступают деревья решений.

3. Сглаживание данных

Для сглаживания данных используется параметрический фильтр Savitzky–Golay [5]. Пусть данные представляют собой набор $\{x_i, y_i\}, i = \{1, 2, \dots, n\}$ (x – независимая переменная, y – наблюдаемая переменная). В таком случае сглаженная функция Y вычисляется по формуле

$$Y_i = \sum_{j=\frac{m-1}{2}}^{\frac{m-1}{2}} C_j y_{i+j}, \quad \frac{m-1}{2} \leq i \leq n - \frac{m-1}{2}. \quad (5)$$

4. Прогнозная модель

Отбор значимых признаков и построение прогнозной модели выполняются при помощи случайного леса (Random Forest) [6]. Случайный лес – это алгоритм машинного обучения, который является ансамблем решающих деревьев и представляет собой реализацию метода бэггинга над решающими деревьями. При обучении последних для каждого разбиения обучающая выборка признаков формируется из некоторого случайного подмножества признаков.

ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ТЕСТОВЫХ ЗАДАЧ

Для тестирования возможностей разработанной программы было решено несколько тестовых задач. Первая задача состояла в создании прогнозной модели для определения накопленной добычи за 15 лет при варьировании различных геологических параметров для синтетического месторождения (рис. 1). На основе результатов 100 расчетов гидродинамического симулятора с помощью разработанной программы было выполнено машинное обучение модели, что позволило прогнозировать накопленную до-

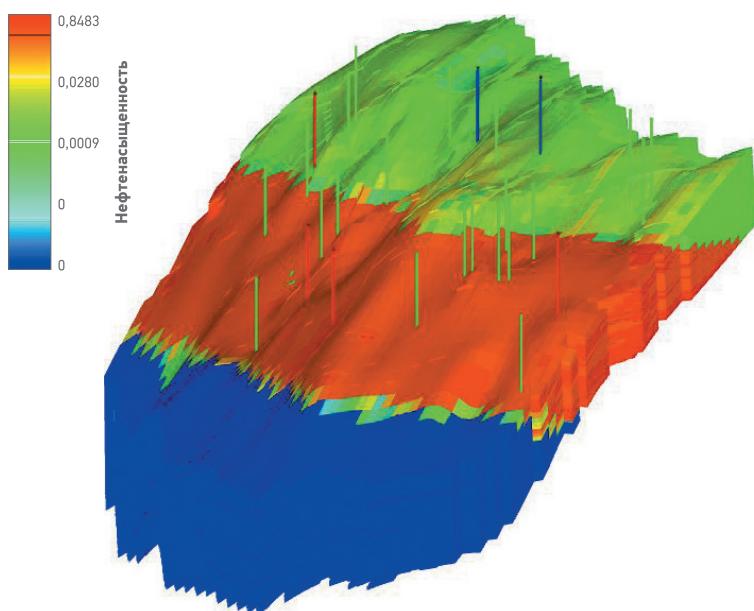


Рис. 1. Синтетическая модель месторождения (вертикальными линиями обозначены скважины)

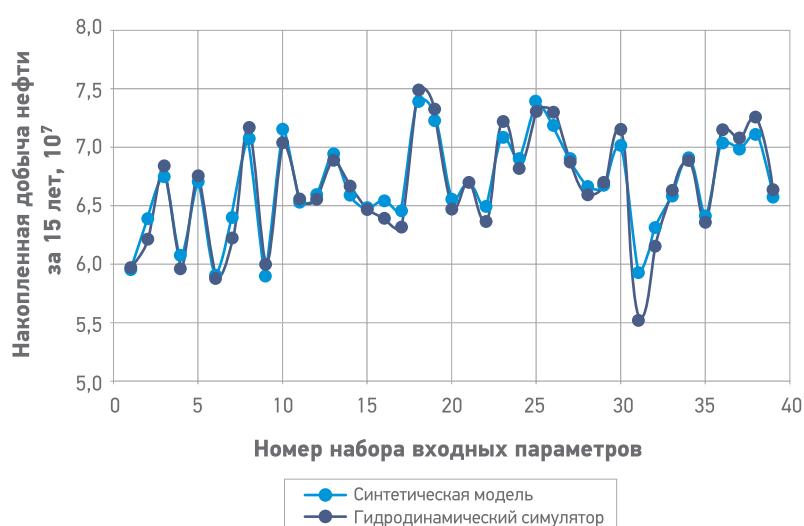


Рис. 2. Прогноз накопленной добычи месторождения, выполненный двумя методами

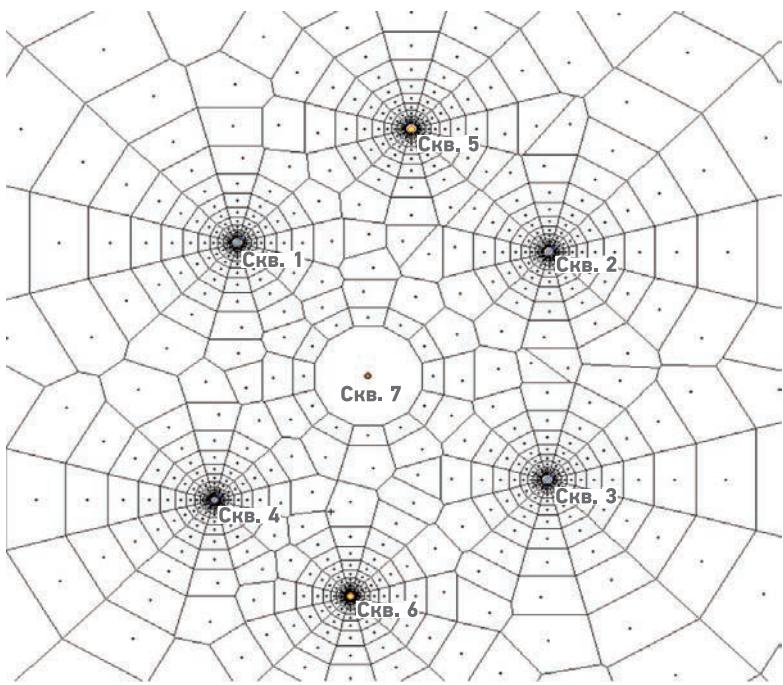


Рис. 3. Синтетическая модель элемента разработки

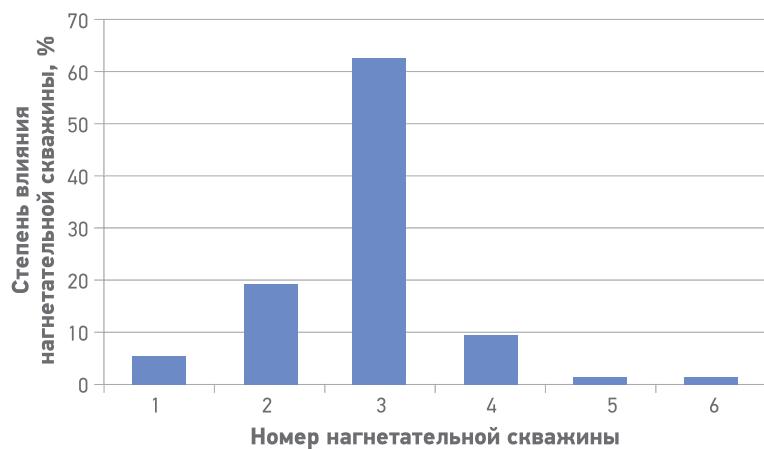


Рис. 4. Синтетическая модель влияния нагнетательных скважин на показатели эксплуатации добывающей скважины

бычу нефти по месторождению при различных значениях проницаемости прослоев, критической водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности, проводимости трещины, высоты водонефтяного контакта. Результаты расчетов на тестовой выборке из 40 наборов параметров представлены на рис. 2. Таким образом, используя разработанную программу можно прогнозировать результаты гидродинамического расчета с точностью до 99 %. При этом время расчета будет составлять несколько секунд, что в несколько десятков раз быстрее, чем на гидродинамическом симуляторе.

Для тестирования возможностей алгоритма на примере синтетического месторождения также была решена задача поиска

нагнетательных скважин, изменение режимов работы которых влияет на показатели эксплуатации добывающей скважины. Исследовалась модельная система разработки с семью вертикальными скважинами: (скв. 1–6 – нагнетательные, скв. 7 – добывающая) (рис. 3). Скв. 5 и 6 не имеют гидродинамической связи с добывающей скважиной. Данные закачки по всем нагнетательным скважинам использовались как входные переменные (вектор X), добыча по добывающей скважине – как выходной параметр (вектор Y). Необходимо определить какие элементы вектора X , соответствующие номеру нагнетательной скважины, имеют наименьшую статистическую значимость. С помощью разработанной программы были корректно выделены наименее значимые скв. 5 и 6 (рис. 4). Таким образом, разработанная программа позволяет определить гидродинамическую связь между скважинами на основе данных их эксплуатации.

После проведения серии тестов с использованием синтетических данных разработанный алгоритм был применен для определения забойного давления скважины без информации о давлении на приеме насоса. При расчете забойного давления учитываются данные о наличии датчика давления на приеме насоса, при их отсутствии расчет выполняется по динамическому уровню. Давление, рассчитанное по динамическому уровню, может существенно отличаться от давления, определенного через давление на приеме насоса. Эта разница обусловлена в первую очередь большими погрешностями при измерении динамического уровня и сложностью корректного учета многофазного потока в стволе скважины. Если отсутствует информация о давлении на приеме насоса, то оценка забойного давления таким способом может иметь существенную погрешность. Вследствие этого могут быть приняты ошибочные решения по контролю режима эксплуатации скважины и оптимизации скважинного оборудования, что может привести к неоптимальным режимам эксплуатации скважины, а также ее остановке и потере добычи нефти.

С помощью разработанной программы была настроена модель машинного обучения, которая на основании данных технологического режима эксплуатации скважины (глубина спуска насоса, глубина до верхних отверстий перфорации, динамический уровень, затрубное давление, объемный коэффициент нефти, плотность воды и нефти, газовый фактор, давление насыщения, вязкость нефти в пластовых условиях, дебит жидкости, обводненность) дает прогноз забойного давления. Настроенный алгоритм позволяет определить



Рис. 5. Распределение погрешности восстановления забойного давления в условиях отсутствия или неисправности датчиков давления на приеме электроцентробежного насоса

забойное давление без данных о приеме насоса. При этом получаемая погрешность значительно меньше, чем по формулам, используемым при расчете технологического режима (рис. 5). Таким образом, применение предложенного алгоритма позволяет снизить число незэффективных оптимизаций работы насоса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Машинное обучение дает возможность получать новые знания на основе имеющейся информации и автоматизировать рутинные процессы. Однако отсутствие удобных и универсальных инструментов до настоящего времени не позволяло активно применять алгорит-

Тестовые примеры показали, что разработанная программа позволяет решать задачи построения прогнозных моделей, а также поиска значимых признаков, что применимо как для построения метамоделей для оптимизации системы разработки месторождения, так и для анализа гидродинамической связи между скважинами. Разработанная программа также дала возможность решить задачу определения забойного давления по данным технологического режима эксплуатации скважины, что повышает качество определения забойного давления по сравнению со стандартными методами.

Список литературы

1. Markus M.B., Kriegel H.-P., Raymond T. Ng, Sander J. LOF: Identifying Density- Based Local Outliers. Proceedings of the 2000 ACM SIGMOD International Conference on Management of Data. SIGMOD. pp. 93–104.
2. Enhancing effectiveness of outlier detections for low density patterns / J.Tang, Z. Chen, A.W. Fu, D.W. Cheung / In: Chen MS., Yu P.S., Liu B. (eds) Advances in Knowledge Discovery and Data Mining. Lecture Notes in Computer Science PAKDD. - Springer . - 2002. - vol 2336. – P. 535-548.
3. Hamming R.W. Digital Filters, 2nd ed. Englewood Cliffs, N: Prentice-Hall, 1983. – 257 p.
4. Ziegler H. Properties of digital smoothing polynomial (DISPO) filters //Applied Spectroscopy. – 1981. – V. 35. – P. 88–92.
5. Savitzky A., Golay M.J.E. Smoothing and differentiation of data by simplified least-squares procedures // Analytical Chemistry. – 1964. – V. 36. – P. 1627–1639.
6. Bromba M.U.A., Ziegler H. Application hints for Savitzky-Golay digital smoothing filters // Analytical Chemistry. – 1981. – V. 53. – P. 1583–1586.

Reference

1. Markus M.B., Kriegel H.-P., Raymond T. Ng, Sander J., *LOF: Identifying density- based local outliers*, Proceedings of the 2000 ACM SIGMOD International Conference on Management of Data, SIGMOD, 2000, pp. 93–104.
2. Tang J., Chen Z., Fu A.W., Cheung D.W., *Enhancing effectiveness of outlier detections for low density patterns*, In: *Advances in Knowledge Discovery and Data Mining. Lecture Notes in Computer Science PAKDD*: edited by Chen MS., Yu P.S., Liu B., Springer, 2002, V. 2336, pp. 535–548.
3. Hamming R.W., *Digital filters*, 2nd ed. Englewood Cliffs, N: Prentice-Hall, 1983, 257 p.
4. Ziegler H., *Properties of digital smoothing polynomial (DISPO) filters*, Applied Spectroscopy, 1981, V. 35, pp. 88–92.
5. Savitzky A., Golay M.J.E., *Smoothing and differentiation of data by simplified least-squares procedures*, Analytical Chemistry, 1964, V. 36, pp. 1627–1639.
6. Bromba M.U.A., Ziegler H., *Application hints for Savitzky-Golay digital smoothing filters*, Analytical Chemistry, 1981, V. 53, pp. 1583–1586.

мы машинного обучения для решения задач нефтяного инженеринга. В ходе выполнения данных работ был разработан инструмент, обеспечивающий проведение интеллектуального анализа данных при помощи алгоритмов машинного обучения для быстрого и эффективного решения большого числа прикладных задач нефтяного инженеринга.

ИНСТРУМЕНТ АДАПТАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ С ОЦЕНКОЙ ПРИМЕНИМОСТИ К НОВЫМ ЛИЦЕНЗИОННЫМ ТЕРРИТОРИЯМ

SOFTWARE FOR ADAPTATION OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS DEVELOPMENT
TECHNOLOGY BY EVALUATION OF APPLICABILITY IN NEW LICENSE AREAS

В.О. Демо

ПАО «Газпром нефть»

К.В. Стрижнев

Технологический центр «Бажен»

Электронные адреса: Demo.VO@gazprom-neft.ru,
Strizhnev.KV@gazprom-neft.ru,
bazhen@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: геология, нетрадиционные запасы, экономическая оценка, извлекаемые запасы, профиль добычи, ранжирование, стоимость бурения, вероятностная модель, анализ чувствительности, гидроразрыв пласта (ГРП)

V.O. Demo «Gazprom neft» PJSC, RF, Saint Petersburg

K.V. Strizhnev Technological center «Bazhen» LLC, RF, Saint Petersburg

Specific software is developed for qualitative and quantitative ranking of unconventional hydrocarbon reserves location and risk assessment of stimulation technology application in relatively new areas. The product allows to conduct a probabilistic calculation of oil production in the region by the license areas discretization, taking into account the geological and technological parameters, and to conduct a sensitivity analysis of researched area by the cost parameters and oil prices. The final assessment of the region by basic economic parameters allows to rank of the license areas and to conduct a portfolio analysis of the current resource base of unconventional reserves.

Keywords: geology, unconventional reserves, economic assessment, estimated ultimate recovery, production profile, ranking, drilling costs, probabilistic model, sensitivity analysis, hydraulic fracturing

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-52-55

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время добыча нефти и газа из нетрадиционных коллекторов составляет значительную долю в мировой добыче (13 % на сентябрь 2015 [1]). На территории России наибольшее внимание уделяется баженовской свите, распространенной почти на всей территории Западной Сибири. Вследствие не характерных для традиционных месторождений геологических особенностей разработка баженовской свиты не получила масштабного развития. Тем не менее существует множество факторов, обуславливающих необходимость разработки баженовской свиты в ближайшем будущем:

- 1) наличие месторождений, приуроченных к баженовской свите, на каждом лицензионном участке (ЛУ) Западной Сибири;
- 2) опыт западных компаний показал возможность промышленной разработки нетрадиционных запасов с применением технологий гидроразрывов пласта (ГРП);
- 3) традиционные месторождения находятся на поздней стадии разработки, в связи с чем для поддержания добычи на прежнем уровне нужно рассматривать новые геологические формации на объектах, где уже имеется соответствующая инфраструктура. С учетом указанных факторов необходимо создавать новые инструменты, которые позволят принимать взвешенные решения от-

носительно ввода в эксплуатацию месторождений баженовской свиты из-за большого числа неопределенностей, характерных для нетрадиционных запасов. При этом требуется учитывать все накопленные знания о геологическом строении баженовской свиты и результаты опытно-промышленных испытаний за последние 50 лет.

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ АКТИВА

Целью данной работы является создание уникального программного продукта для

регионального прогноза перспективности баженовской свиты, который должен обладать следующими возможностями:

- 1) хранение и анализ региональной информации о нетрадиционных запасах;
- 2) вероятностный расчет добычи нефти по региону с дискретизацией по ЛУ с учетом геологических и технологических параметров;
- 3) расчет экономической перспективности с учетом инфраструктурных параметров;
- 4) проведение анализа чувствительности экономических показателей проекта и рентабельных извлекаемых запасов к изменению цены на нефть, типа конструкции и стоимости строительства скважины;

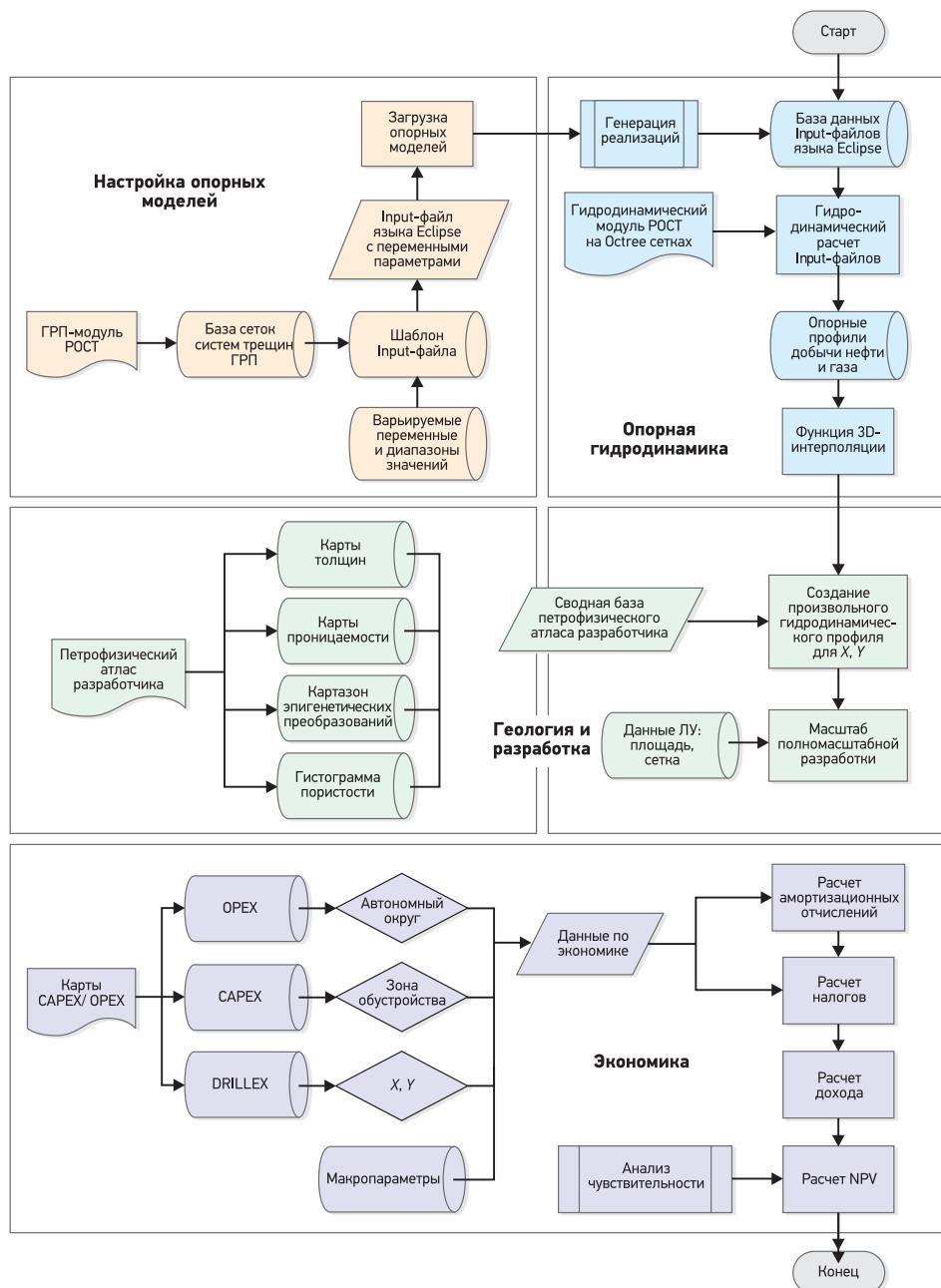


Рис. 1. Блок-схема реализации программного продукта

5) ранжирование лицензионных территорий по параметрам перспективности. Блок-схема реализации программного продукта приведена на **рис. 1**.

Для оперативного анализа баженовской свиты по накопленной добыче и экономическим параметрам необходимо разработать комплекс новых алгоритмов с соответствующей структурой базы данных.

Исходные данные, которые используются в вычислительных алгоритмах, получены в результате создания «Петрофизического атласа разработчика» [2]. По итогам работ сформирован комплекс методов прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород баженовской свиты исходя из геологических предпосылок формирования нетрадиционных запасов. База данных представляет собой комплекс геологических карт толщин резервуаров, проницаемости и зон эпигенетических преобразований [3], а также статистических данных по пористости каждого резервуара.

На следующем этапе проводится оперативный расчет гидродинамических показателей одиночной скважины с учетом результатов проведения многостадийного ГРП (МГРП). В процессе предварительных

исследований технологических неопределенностей при помощи коммерческого программного продукта получены параметры связи добычи с применяемым методом стимуляции породы [4]. В программном продукте предусмотрено хранение базы данных опорных скважин, включающей профили добычи, предварительно рассчитанные на корпоративном гидродинамическом модуле на остree сетках [5], описание конструкции скважины с технологиями заканчивания и стимуляции пород и соответствующую карту стоимости данной скважины по всему анализируемому региону анализа перспективности баженовской свиты. При создании базы данных гидродинамических исследований опорных скважин используется накопленный опыт разработки баженовской свиты: результаты моделирования трещин ГРП при помощи специального корпоративного программного обеспечения по моделированию МГРП для нетрадиционных объектов [6].

На основе геологической базы данных и профилей добычи выбранной опорной скважины можно получить профиль добычи единичной скважины соответствующего месторождения. После этого при использовании начальных параметров, таких как доступная площадь для разбуривания, число буровых бригад на ЛУ и дебит отключения скважины, можно рассчитать действующий фонд скважин и построить соответствующий профиль добычи нефти и газа.

Карта стоимости скважин, инфраструктурные и экономические показатели формируют третью базу данных. С использованием формул методики экономической оценки технологических вариантов разработки нефтяных месторождений рассчитывается NPV по каждому ЛУ.

Представленный программный продукт (см. **рис. 1**) способен выполнять следующие функции.

1. Задание «кривой обучения» строительства скважины. В настоящее время используются результаты разработки горизонтальными скважинами одного из месторождений компании.
2. Возможность проведения анализа чувствительности итоговой карты NPV (**рис. 2**) к изменениям стоимости скважины и цены на нефть (**рис. 3**).

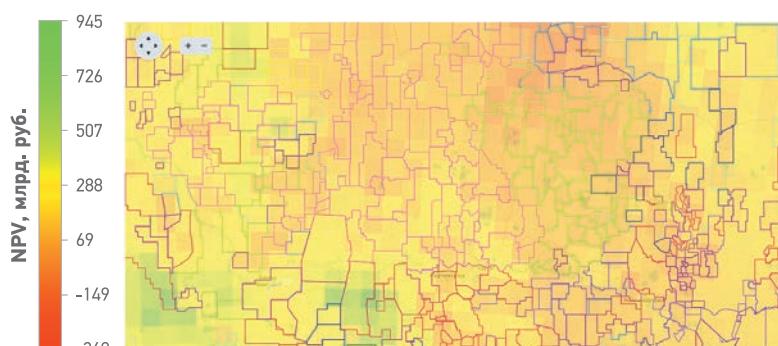


Рис. 2. Элемент карты NPV

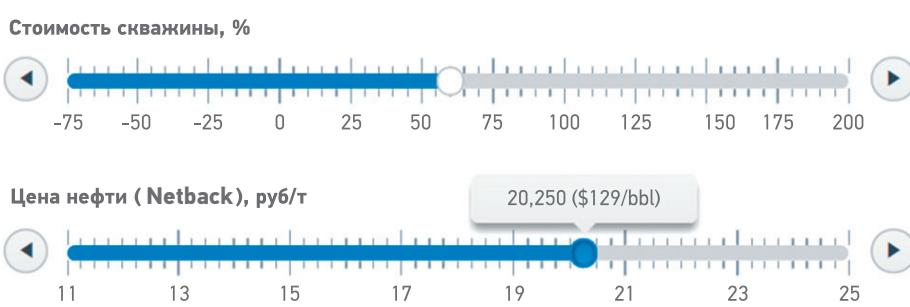


Рис. 3. Элементы инструмента анализа чувствительности NPV

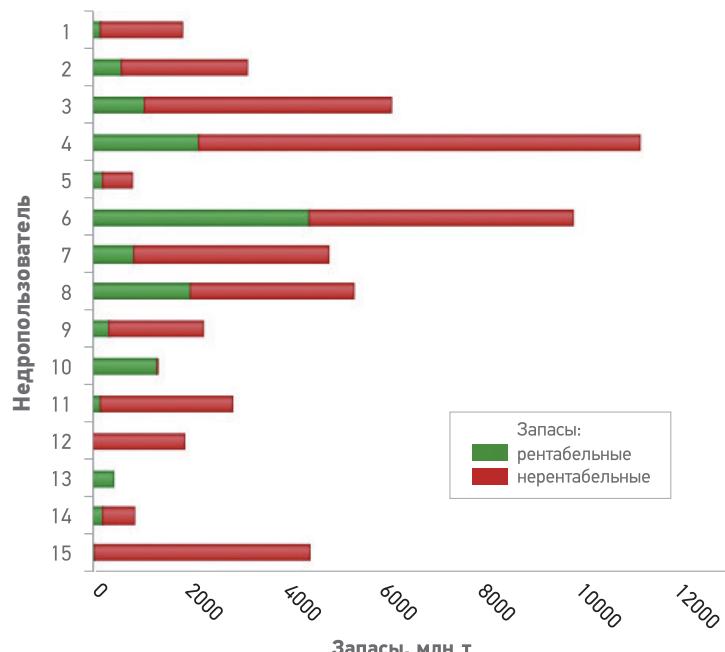


Рис. 4. Распределение запасов по ЛУ недропользователей

3. Настройка вероятностей модели по основным геологическим параметрам. Кроме того, реализована дифференциация ФЕС в зависимости от наличия или отсутствия естественного коллектора.
4. Создание ранжированного списка ЛУ недропользователей и анализ рентабельной ресурсной базы (рис. 4).
5. Создание бизнес-портфеля ЛУ с дальнейшим рассмотрением итоговых добычи и экономических показателей при определенных экономических сценариях.

программный продукт могут быть включены другие технологии стимуляций, такие как третичные методы увеличения нефтеотдачи, которые позволяют повысить коэффициент извлечения нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленный программный продукт позволяет проводить стратегическое планирование разработки актива при различных экономических показателях с учетом неопределенности геологических параметров, с дифференциацией по инфраструктуре и технологии проведения ГРП.

Созданный программный продукт может применяться при планировании разработки запасов доминированных отложений и других трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов. Кроме ГРП, в

Список литературы

1. Sawsan A.A., Abhijit S., Hadi B.H. Unconventional and Conventional Oil Production Impacts on Oil Price: Lessons Learnt with Glance to the Future // Journal of Global Economics. – 2018. – DOI: 10.4172/2375-4389.1000286.
2. Демо В.О., Карпов И.А., Гаврилов А.Е. Резервуарная модель и региональный прогноз параметров разработки баженовской свиты // EAGE/SPE Joint Workshop 2017. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700196.
3. Стрижнев К.В., Заграновская Д.Е., Жуков В.В. Выделение перспективных нефтегазовых площадей для традиционных коллекторов баженовской свиты // Недропользование XXI век. – 2015. – № 1. – С. 46–51.
4. Вероятностная оценка накопленной добычи скважин при разработке нефтематеринских пород с учетом геологических и технологических неопределенностей / М.Г. Ненашева, В.О. Демо, В.В. Жуков, Т.Н. Шевчук // SPE-182077-RU. – 2016.
5. Borthwick A.G.L. Quadtree and Octree Grid Generation // International journal of Engineering. – 1996. – V. 9. – №1. – P. 9–18.
6. Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта в низкопроницаемых неоднородных коллекторах баженовской свиты / С.А. Буденный, А.В. Бочкарев, Р.Н. Никитин [и др]. // EAGE/SPE Joint Workshop 2017. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700201.

Reference

1. Sawsan A.A., Abhijit S., Hadi B.H., *Unconventional and conventional oil production impacts on oil price: Lessons learnt with glance to the future*, Journal of Global Economics, 2018, DOI: 10.4172/2375-4389.1000286.
2. Demo V.O., Karpov I.A., Gavrilov A.E., *Reservoir model and regional forecasting of Bazhenov formation exploitation parameters* (In Russ.), Proceedings EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017, DOI: 10.3997/2214-4609.201700196.
3. Strizhnev K.V., Zagranovskaja D.E., Zhukov V.V., *Selection of promising oil and gas bearing area formations for unconventional reservoirs Bazhenov suite* (In Russ.), Nedropol'zovanie XXI vek, 2015, no. 1, pp. 46–51.
4. Nenashova M.G., Demo V.O., Zhukov V.V., *Probabilistic assessment of single well source rock oil recovery in terms of geological and technological uncertainties* (In Russ.), SPE 182077-RU, 2016.
5. Borthwick A.G.L., *Quadtree and octree grid generation*, International journal of Engineering, 1996, V. 9, no. 1, pp. 9–18.
6. Budennyj S.A., Bochkarev A.V., Nikitin R.N., Erofeev A.A., Mitrushkin D.A. et al., *Simulation of multi-stage hydraulic fracturing in low permeability heterogeneous reservoirs of Bazhenov formation* (In Russ.), Proceedings of EAGE/SPE Joint Workshop 2017, DOI: 10.3997/2214-4609.201700201.

РОЛЬ ТРЕХМЕРНОГО ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РАЗРАБОТКЕ СЕВЕРО-САМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

APPLICATION OF 3D GEOMECHANICAL MODELLING TO THE DEVELOPMENT
OF SEVERO-SAMBURGSKOYE OILFIELD

Д.В. Альчибаев, А.Е. Глазырина

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

Электронные адреса: Alchibaev.DV@gazpromneft-ntc.ru
Glazyrina.AE@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геомеханика, ачимовские отложения, аномально высокое поровое давление

D.V. Alchibaev, A.E. Glazyrina Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The paper presents an approach to the multi-purpose application of the results of three-dimensional geomechanical modeling: in the field of accident-free well construction, optimization of multi-stage hydraulic fracturing ports on the example of the development of Achimov formations of the Severo-Samburgskoye oilfield.

Keywords: geomechanics, achimov formation, abnormally high pore pressure

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-56-59

ВВЕДЕНИЕ

Неотъемлемой частью подготовки к строительству нефтяных и газовых скважин, выбору технологии и параметров бурения, системы разработки и методов увеличения нефтеотдачи пласта является изучение физико-механических свойств горных пород с целью получения достоверного представления о вмещающей среде, отражающего ее характеристики и напряженное состояние. Один из этапов исследования – создание модели механических свойств, которая позволяет построить профили упруго-прочностных свойств горной породы и определить ее напряженное состояние в околоскважинной области. Расчет устойчивости стенок ствола скважины, проведенный на ос-

нове полученного профиля механических свойств, дает возможность оценить реакцию горной породы на воздействие в процессе бурения. По результатам одномерного геомеханического моделирования формируются рекомендации по оптимизации технологических параметров внешнего воздействия на пласт для снижения вероятности возникновения осложнений при строительстве скважин. Рекомендации по:

- допустимому диапазону плотности бурового раствора для каждой секции скважины;
- подбору оптимальной плотности бурового раствора для каждой секции скважины;
- разделению разреза на участки, не совместимые при бурении;
- глубинам посадки колонн;

- оптимизации конструкции скважины;
- возможным рискам, связанным с нестабильностью ствола скважины, и выбору технологий для безаварийного бурения;
- целевому дизайну трещин гидроразрыва пласта (ГРП).

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД СЕВЕРО-САМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ачимовские отложения Северо-Самбургского месторождения характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, что обуславливает необходимость применения горизонтальных скважин максимально возможной эффективной длины для добычи углеводородов и увеличения зоны охвата с помощью многостадийного ГРП (МГРП). Дополнительно строительство скважин осложнено наличием аномально высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности 1,55-1,7 [1]. Оценка величины пластового давления по разрезу на этапе бурения, основанная на детальном моделировании физико-механических свойств пород, позволяет подобрать оптимальное внутрискважинное давление, создаваемое удельным статическим весом бурового раствора, технологию бурения и требуемое число секций скважины, а также разработать методику определения точки заложения и максимально возможной протяженности горизонтального участка.

Для решения поставленных технологических задач необходимо понимание реакции горной породы на технологические воздействия в процессе бурения, проведения ГРП и разработки. В связи с этим необходимо создание трехмерной геомеханической модели, учиты-

вающей геологическую неоднородность ачимовских отложений.

При построении модели для детализации представления о межскважинном пространстве были использованы результаты изучения механических свойств на керне, геофизических исследований разведочных скважин, замеров минимального горизонтального напряжения при мини-ГРП, а также данные сейсмической инверсии – кубы динамических упругих свойств.

Пример клиноформ неокомских отложений показан на рис. 1.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Представление об упругих и прочностных свойствах вмещающих пород, а также о напряженном состоянии, в котором они находятся, позволило подобрать дизайн скважин, учитывающий риски обрушений в интервале второй технической колонны и газо-, нефте-, водопроявления при входе в ачимовские отложения.

При определении поровых давлений по методике эквивалентных глубин [2] базовым предположением является то, что чистые глинистые породы, залегающие на разных глубинах и имеющие одинаковые (эквивалентные) значения физических параметров, находятся под воздействием равных эффективных напряжений

$$\sigma_n^h - p_a^h = \sigma_n^{h_{\text{экв}}} - p_n^{h_{\text{экв}}}, \quad (1)$$

где σ_n^h , $\sigma_n^{h_{\text{экв}}}$ – среднее нормальное напряжение на глубине соответственно h и $h_{\text{экв}}$; p_a^h , $p_n^{h_{\text{экв}}}$ – соответственно аномальное и нор-

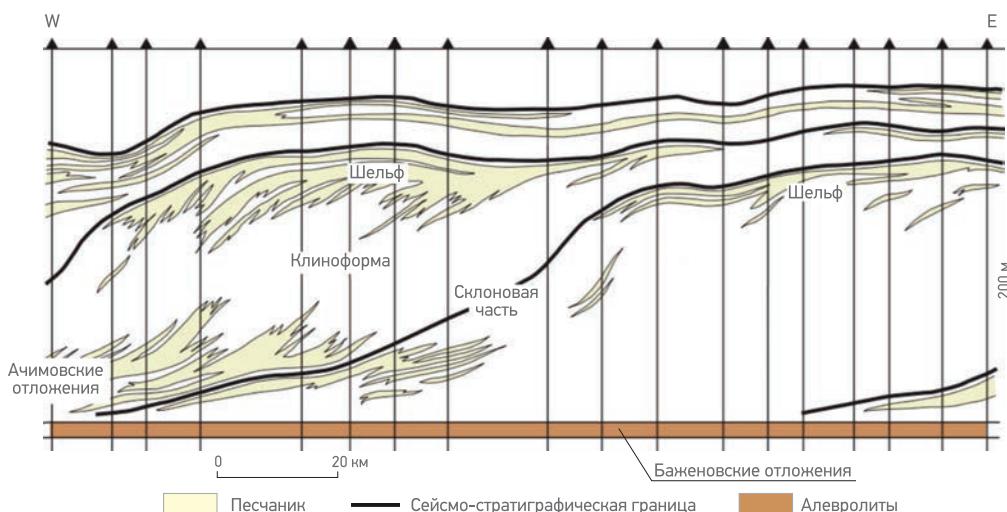


Рис. 1. Клиноформы неокомских отложений

мальное поровое давление на глубине соответственно h и $h_{\text{экв}}$.

Следовательно, для глубины h эквивалентной глубиной $h_{\text{экв}}$ называется глубина, для которой выполняется соотношение (1).

Для аномально высокого порового давления должно выполняться условие $h_{\text{экв}} < h$, для аномально низкого порового давления – $h_{\text{экв}} > h$. Эквивалентная глубина $h_{\text{экв}}$ всегда должна быть в зоне нормальных порового и пластового давлений. В этом случае поровое давление может быть вычислено по нормальному гидростатическому давлению, пластовое – исходя из веса вышележащих пород. Методика не может быть применена, если в разрезе имеется сразу несколько зон с аномальным поровым давлением и $h_{\text{экв}}$ попадает в одну из них.

Из соотношения (1) получим

$$p_a^h = \sigma_n^h - (\sigma_n^{h_{\text{экв}}} - p_a^{h_{\text{экв}}}). \quad (2)$$

Формула (2) является основной при оценке аномального порового давления в глинистых толщах.

Алгоритм оценки пластового давления по методу эквивалентной глубины включает:

- 1) построение тренда нормального уплотнения глин с глубиной на основании результатов геофизических исследований

скважин (ГИС) методами, позволяющими определить пористость (гамма-гамма-плотностной, акустический, нейтрон-нейтронный каротаж и др).

- 2) выявление зоны АВПД по отклонению от тренда нормального уплотнения;
- 3) определение эквивалентной глубины из условия равенства каротажных данных в зоне АВПД и вышележащих отложениях;
- 4) расчет аномального порового давления по формуле (2).

Построение геомеханической модели позволило также оценить максимально возможную протяженность горизонтальных участков скважин [3, 4]. Из-за потерь на трение с увеличением длины скважины возрастает перепад давления, необходимый для поддержания циркуляции бурого раствора [5]. Однако давление, создаваемое у долота, ограничено давлением ГРП, поскольку его превышение может привести к поглощению бурого раствора, потере циркуляции и обрушению стенок скважин.

Оценка величины градиента гидроразрыва в зависимости от ориентации и положения скважин в разрезе позволила подобрать конструкцию скважины и реологические параметры бурого раствора (в первую очередь, плотность и вязкость) (рис. 2).

В результате построений определен оптимальный дизайн конструкции скважины, ин-

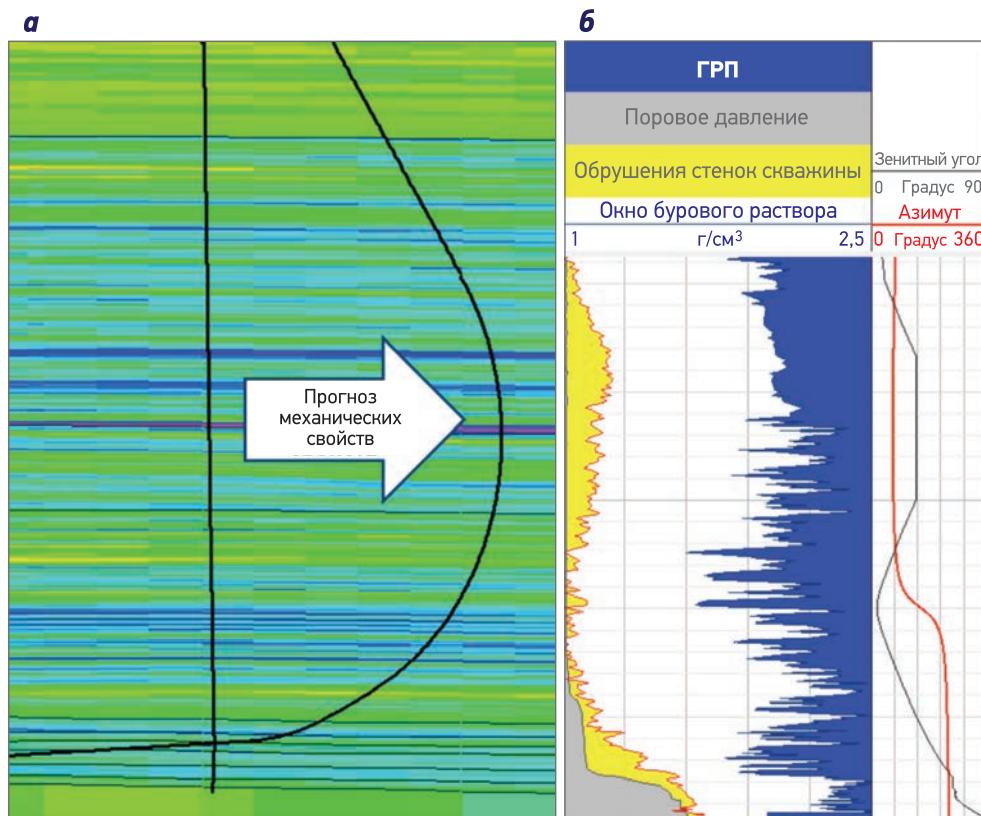


Рис. 2. Перенос механических свойств на плановую траекторию скважины (а) и модель устойчивости скважины на основе прогнозных свойств (б)

тервалы посадки башмаков колонны для снижения рисков газо-, нефте-, водопроявлений и обрушений ствола скважины.

ВЫВОДЫ

1. Разработка низкопроницаемых ачимовских отложений в условиях АВПД представляет собой трудную технологическую задачу, для решения которой необходимо применение и развитие современных подходов в области трехмерного геомеханического моделирования.

2. Модель устойчивости стенок ствола скважин с учетом трехмерной неоднородности механических свойств пород позволила подобрать оптимальную конструкцию и траекторию горизонтальных скважин в условиях высокого коэффициента аномальности порового давления и узкого «окна бурowego раствора».

3. Использование результатов высокоточного 3D сейсмического мониторинга дало возможность учесть неоднородную структуру ачимовских отложений, наложенных и частично перекрывающих друг друга линз.

4. Реализованные подходы геомеханического 3D моделирования с учетом детализированных сейсмических исследований и анализом малоамплитудных нарушений позволяют снизить неопределенности разработки в условиях неоднородного низкопроницаемого пласта с АВПД.

Список литературы

1. Гурави Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2003. – 141 с.
 2. Свинцицкий С.Б. Теоретическое обоснование методики определения порового давления в глинистых породах по данным геофизических исследований скважин и параметрам бурения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 7. – С. 26–33.
 3. Kirsch G. Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre // Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure. – 1898. – V. 42. – P. 797–807.
 4. Трехмерная геомеханическая модель и модель околоскважинного пространства как инструменты оптимизации траектории скважины / Д.В. Альчибаев, А.Е. Глазырина, Ю.В. Овчаренко [и др.] // SPE 187830. – 2017.
 5. Chen X., Gao D. The Maximum-Allowable Well Depth While Performing Ultra-Extended-Reach Drilling From Shallow Water to Deepwater Target // SPE 183025-PA. – 2018.
- Reference**
1. Gurari F.G., Stroenie i usloviya obrazovaniya klinoform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy) (The structure and conditions of formation the clinoforms of Neocomian deposits of the West Siberian Plain (history of representations thu formation)), Novosibirsk: Publ. of SNIIGGiMS, 2003, 141 p.
 2. Svincickij S.B., Theoretical substantiation of the method of porous pressure determination in clay-ish rocks based on the data of well geophysical studies and drilling parameters (In Russ.), Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij, 2011, no. 7, pp. 26–33.
 3. Kirsch G., Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre, Zantralblatt Verlin Deutscher Ingenieure, 1898, V. 42, pp. 797–807.
 4. Al'chibaev D. V., Glazyrina A. E., Ovcharenko Ju. V., Kalinin O. Ju., et al., Application of 3D and near-wellbore geomechanical models for well trajectories optimization (In Russ.), SPE 187830-RU, 2017.
 5. Chen X., Gao D., The maximum-allowable well depth while performing ultra-extended-reach drilling from shallow water to deepwater target, SPE 183025-PA, 2018.

ИНТЕГРАЦИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО И ЛОГИСТИЧЕСКОГО ИНЖИНИРИНГА

INTEGRATION OF LOGISTICS AND CONCEPTUAL DESIGN THESES

УДК 622.276.012

© Коллектив
авторов, 2018

Р.Р. Исмагилов, к.х.н., Р.А. Панов, А.Ф. Можчиль, Н.З. Гильмутдинова

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

Н.Д. Шурупов, И.А. Богачев

ООО «Газпромнефть-Снабжение»

Электронные адреса: Ismagilov.RR@gazprom-neft.ru, Panov.RA@gazprom-neft.ru,
Mozhchil.AF@gazpromneft-ntc.ru, Gilmutdinova.NZ@gazpromneft-ntc.ru,
Bogachev.IA@gazprom-neft.ru, Shurupov.ND@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: логистический инжиниринг, материально-техническое обеспечение, робастные методы, концептуальное проектирование, интегрированное проектирование, алгоритмы оптимизации, устойчивость, анализ неопределенностей, информационная система ЭРА:ИСКРА

R.R. Ismagilov, R.A. Panov, A.F. Mozchil, N.Z. Gilmudinova

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

I.A. Bogachev, N.D. Shurupov

Gazpromneft-Snabzhenie LLC, RF, Saint-Petersburg

Deeper exploration of the decisions on the logistical support in the early stages of the life cycle of the field will provide the opportunity to carry out projects in an ambitiously short time, ensuring timely delivery of logistical resources in full. In the current situation, the tasks of conceptual and logistical engineering are considered separately. In this, in the concept only the unit costs for logistical support are taken into account, logistic calculations are not performed. This approach leads not only to the error in estimating costs, but also does not allow to determine the need for logistics facilities at the early stages of the project, which entails additional risks of project implementation. On the other hand, at the input of logistic engineering not always can be a complete and relevant view of the planned complex of construction, which also affects the accuracy of planning. Assessing the risks and uncertainties of logistical schemes and finding the optimal sustainable solution in the early stages of the life cycle of the field should become an integral part of the conceptual design projects. This article focuses on the development of unique algorithms that allow to take into account during the conceptual design the transportation, storage and other operations being conducted under logistical delivery. Development of the tool will allow to work logistics already at the stage of the concept, what is necessary for choosing the optimal solution for integrated conceptual design together with the logistical solutions, taking into account assessment of the cost and risk of different alternatives.

Keywords: logistics engineering, logistic support, robust methods, conceptual design, integrated design, optimization algorithms, stability, uncertainty analysis, information system ERA:SKRA

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-60-63

ВВЕДЕНИЕ

Одно из основных направлений повышения эффективности деятельности компании «Газпром нефть» – совершенствование методов проектного управления – задает ориентир на сокращение критического пути реализации проекта. В частности, качественная проработка решений по обеспечению месторождения материально-техническими ресурсами (МТР) в полном объеме, дает возможность выполнения проектов в максимально сжатые сроки.

Кроме того, на этапе концептуального проектирования – начальной стадии проекта, зарождаются основные решения по его реализации [1]. Проработка логистики МТР, начиная с самых ранних этапов, необходима

для понимания стоимости и рисков логистического сопровождения.

Часто задачи концептуального и логистического инжиниринга рассматриваются отдельно. При этом в концепте обустройства учитываются только удельные затраты на материально-техническое обеспечение, а проработка логистики отсутствует. Такой подход не только приводит к погрешности оценки затрат, но и не позволяет определить потребность в логистических объектах на ранних этапах проекта, что влечет за собой дополнительные риски его реализации. Кроме того, логистический инжиниринг не всегда базируется на полном и актуальном представлении о планируемом комплексе обустройства, что также отражается на точности планирования.

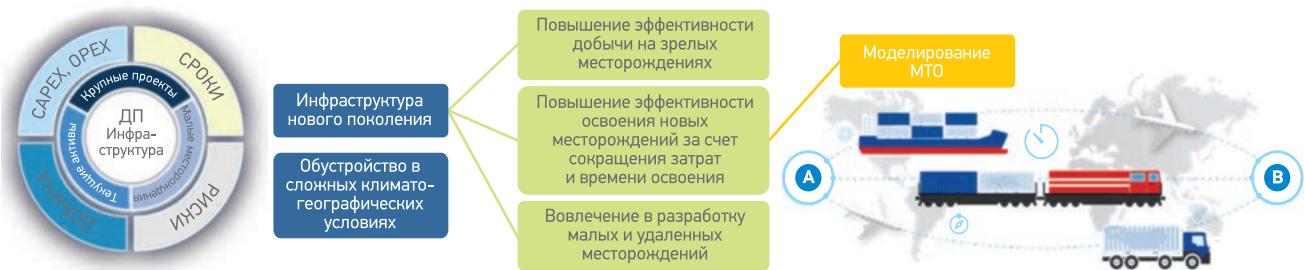


Рис. 1. Технологический проект «Интегратор концептуального и логистического инжиниринга»

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Оценка рисков и неопределенностей логистических схем поставок МТР и поиск оптимального устойчивого решения на ранних этапах жизненного цикла месторождения должны стать неотъемлемой частью концептуальных проектов разработки и обустройства, принимаемых компанией «Газпром нефть».

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» совместно с ООО «Газпромнефть-Снабжение» и ООО «Газпромнефть-Ангара» (проект «Ямбург») инициировали новый технологический проект «Интегратор концептуального и логистического инжиниринга» нацеленный на принятие оптимального интегрированного решения по обустройству месторождения и его материально-техническому обеспечению на этапах концептуального проектирования (рис. 1). В первую очередь был проведен анализ существующих программных продуктов, который показал, что они не обладают функционалом, необходимым для применения принципов логистики на этапе концептуального проектирования, таким как:

- решение оптимизационных задач (определение оптимального варианта обустройства на основании оптимального объема грузопотока с учетом операций доставки МТР);
- инструменты расчета грузопотока на основании физических объемов строительства объектов обустройства;
- инструменты стоимостного инжиниринга.

Таким образом, была поставлена задача – реализовать необходимый функционал и разработать гибкий инструмент, который позволит эффективно прорабатывать и оперативно адаптировать решения по логистике к изменению концептуальных решений.

РЕШЕНИЕ

Команда специалистов, созданная для реализации технологического проекта, приступила к разработке уникальных алгоритмов, позволяющих учитывать при концептуаль-

ном проектировании обустройства транспортировку, складирование и другие операции, совершаемые при доставке МТР.

Анализ объема работ по проекту позволил разделить задачи на три основные группы:

- получение исходных данных;
- моделирование цепи поставок МТР;
- выполнение расчетов и поиск оптимального решения.

С целью формализации процесса получения данных по объемам строительства объектов обустройства в динамике, а также по результатам анализа региональной логистики разработан кросс-функциональный целевой бизнес-процесс формирования концепции логистического сопровождения при концептуальном проектировании, на основании которого будет выполняться внедрение интегрированного подхода – параллельной работы, регулярного взаимодействия и обмена информацией между представителями смежных функций [2].

На основании полученных данных алгоритмами предусмотрено моделирование цепи поставок МТР. В первую очередь строится матрица логистических вариантов по координатам и типам узловых точек и транспортных связей в виде схемы, состоящей из точек и ребер с параметрами, необходимыми для расчета логистических вариантов (рис. 2).

Матрица учитывает:

- варианты обустройства месторождения;
- различные варианты владения, маршрутизации, типов и моделей транспортных средств и спецтехники;
- ограничения пропускной способности транспортных связей и узлов логистической сети.

Формирование перечня логистических вариантов проводится варьированием различных параметров элементов матрицы на основании информации по грузопотокам в динамике и по пропускной способности узловых точек и транспортных связей. Для каждого элемента определяются способы достижения пропускной способности для обеспечения зимнего и летнего завозов в срок, в полном объеме и с минимальными

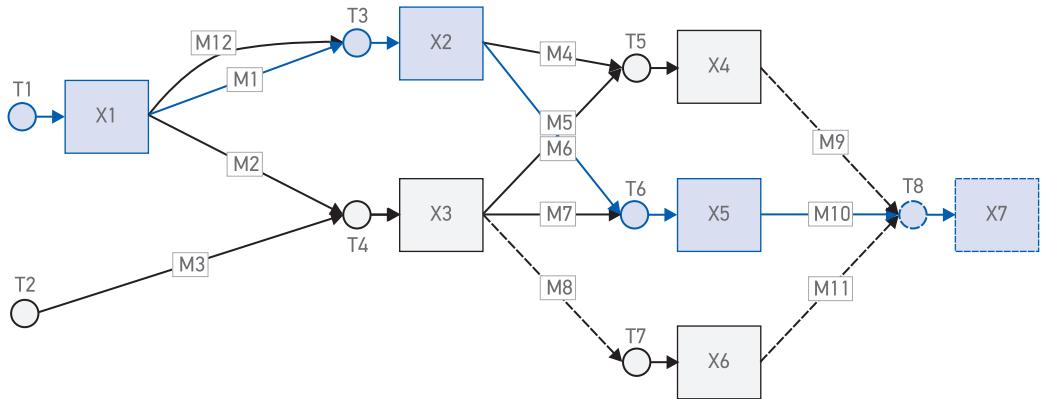


Рис. 2. Пример матрицы логистических вариантов



Рис. 3. Пример формирования логистического варианта

рисками за счет как увеличения мощности элементов, так и включения других элементов в логистический вариант (рис. 3). На следующем этапе выполняется оценка стоимости вариантов по трем группам затрат [3]:

1) транспортные затраты:

- на перевозку грузов;
- на погрузочно-разгрузочные работы;
- на вертолетные перевозки;
- 2) капитальные вложения (CAPEX):

 - в строительство автодорог;
 - в строительство/расширение баз хранения МТР;
 - 3) эксплуатационные затраты (OPEX):

 - постоянные OPEX (условно-неизменные статьи затрат);
 - переменные OPEX (статьи затрат, зависящие от грузопотока).

Оценка логистических вариантов проводится на основании результатов расчета:

1) удельной средневзвешенной цены доставки 1 т МТР по варианту:

$$\frac{\sum_{i=1}^n \text{CAPEX}_i + \text{OPEX}_i + \text{Транспортные расходы}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Грузопоток за период}},$$

где i – период расчета;

2) уровня надежности логистического варианта – математического показателя, который отражает долю потребности, удовлетворенной вовремя;

3) анализа чувствительности – стабильности ранжирования при изменении основных параметров.

Результатами работы в соответствии с разработанными алгоритмами являются:

- 1) логистические схемы доставки каждого типа МТР;
- 2) оценка реализуемости профиля потребления для конечной точки логистической схемы, включающая:
 - определение проблемных мест в случае невыполнения плана по доставке;
 - расчет необходимого дополнительного количества транспортных ресурсов в случае их недостатка;
 - предложение по увеличению складских мощностей в случае их недостатка;
- 3) определение грузопотоков по отдельным трассам транспортной сети в динамике;
- 4) оценка объема запасов на складах в динамике;
- 5) определение стоимости доставки для каждого типа МТР.

Таким образом, решаются задачи моделирования поставок МТР и расчета стоимости и рисков логистических вариантов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инструмент применения принципов логистики поставок МТР на этапе концептуального проектирования позволит принимать оптимальные концептуальные решения по обустройству месторождения с учетом его материально-технического обеспечения.

Использование предлагаемого инструмента даст возможность:

1) сократить затраты на доставку 1т МТР за счет выбора оптимального варианта логистики МТР, учитывающего обеспечение заезда в срок, в полном объеме и с минимальными рисками;

2) повысить уровень надежности логистической схемы – качественного показателя чувствительности логистического варианта к изменению грузопотока; эффект достигается за счет логистической возможности реализации варианта разработки с большей эффективностью (при его подтверждении);

3) снизить стоимость работ по логистическому сопровождению за счет выполнения детальных расчетов только по одному (оптимальному) варианту, определенному в «Интеграторе концептуального и логистического инжиниринга».

В таблице представлена матрица потенциальной ценности проекта.

На следующем этапе запланировано прототипирование алгоритмов и их тестирование

Этапы проекта	Поиск	Оценка	Выбор	Определение	Реализация	Эксплуатация
Увеличение скорости оценки вариантов поставки МТР						
Рассмотрение всех возможных вариантов доставки МТР						
Определение стоимости логистического сопровождения						
Расчет оптимальной стоимости доставки с учетом оценки рисков						
Определение отсутствия дефицита необходимых МТР						
Доставка МТР своевременно и в полном объеме						

на пилотном проекте «Ямбург». Это позволит не только протестировать разработанные алгоритмы, но и выстроить кросс-функциональный процесс взаимодействия ключевых участников концептуального и логистического инжиниринга.

Создание «Интегратора концептуального и логистического инжиниринга» даст возможность вести проработку логистики уже на этапе концепта, что необходимо для выбора оптимального решения по комплексному обустройству в совокупности с решениями по доставке МТР с учетом оценки стоимости и рисков вариантов.

Список литературы

1. Интегрированное концептуальное проектирование как инструмент системного инжиниринга/ В.П. Батрашин, Р.Р. Исмагилов, Р.А. Панов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 80-83.
2. Исмагилов Р.Р., Кудрявцев И.А., Максимов Ю.В. Стадийность концептуального проектирования при разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 66-70.
3. Развитие кост-инжиниринга в ОАО «Газпром нефть»/ М.М. Хасанов, Д.А. Сугаипов, О.С. Ушмаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 14-16.

Reference

1. Batrashkin V.P., Ismagilov R.R., Panov R.A., Mozhchil' A.F., Gil'mutdinova N.Z., Dmitriev D.E., *The integrated conceptual design as a tool of systematic engineering* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 80-83.
2. Ismagilov R.R., Kudryavtsev I.A., Maksimov Yu.V., *Phases of conceptual design for field development* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 66-70
3. Khasanov, M.M., Sugaipov D.A., Ushmaev O.S., Bakhtitov R.R., Ismagilov R.R., Kurkov S.M., *Development of cost engineering in Gazprom Neft JSC* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 12, pp. 14-16.

INTEGRATED APPROACH TO OPTIMIZING WELLS WITH SRP

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ
ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

B. Martinovic, S. Stuchny, M. Repac NTC NIS – NAFTAGAS d.o.o., Novi Sad
G. Andjusic, N. Stevanovic NIS a.d., Novi Sad

E-mail: bojan.martinovic@nis.eu

Keywords: artificial lift, sucker rod pump (SRP), optimization

Б. Мартинович, С. Штучни, М. Репац NTC NIS – NAFTAGAS d.o.o., Novi Sad
Г. Анджушич, Н. Стеванович NIS a.d., Novi Sad

В статье рассмотрена проблематика механизированного способа эксплуатации установок скважинных штанговых насосов (УСШН), методы их оптимизации, повышение эксплуатационного ресурса и экономический эффект при добыче нефти. Особое внимание было уделено оптимизации УСШН с целью снижения и удержания на низком уровне стоимости механизированного подъема жидкости на поверхность. Описаны шаги по оптимизации процесса добычи и разработаны рабочие алгоритмы для каждого из шагов. Кроме того, анализ экономической эффективности подтверждает целесообразность и достижение положительного эффекта от проведенных мероприятий.

Ключевые слова: механизированный способ эксплуатации, установка скважинных штанговых насосов (УСШН), методология, оптимизация

DOI: [10.24887/2587-7399-2018-4-64-66](https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-4-64-66)

INTRODUCTION

In NIS oil company 710 oil wells represent active oil wells stock, out of which 638 oil wells are involved in artificial-lift well operation. An increase in producing well stock brings about more complicated well operation, which ought to be stamped out both by new technologies implementation and by optimisations of current processes. Reducing expenses of artificial-lift well operation is the priority within the project of optimisation of current processes.

Solving this task requires a synergy of novel scientific and technological knowledge, software solutions and gained experience to reach the objective of putting in place specific measures that would result in the reduced expenses of artificial lift production technique.

Out of total stock of wells outfitted with artificial lift ESP pump-outfitted wells (245 wells) were singled out and those outfitted with SRP pump (345 wells) as a group of wells, which may be optimised. We divided our approach into 4 stages, applying

certain methodology for each stage and at the end of each stage we calculated economic effect.

STAGE 1: POSSIBILITY OF TRANSITION FROM ESP TO SRP

Economic calculations have demonstrated that lifting one ton of crude oil is least cost-effective with ESP production method and most cost-effective with sucker rod pump, so our principal task was to determine wells that would be the candidates for transition from ESP to SRP, while keeping the same level of efficiency in the entire system. With a view to achieve this, we have developed an algorithm providing a solution precisely determining candidate-wells [1].

We applied this algorithm to the entire ESP wells stock to identify wells that might be the candidates for transition and defined our entire stock of wells, which are capable to operate with SRP. Furthermore, this stage produced action plan to improve operational efficiency proving and confirming economic effect.

STAGE 2: SRP SUBSURFACE EQUIPMENT OPTIMISATION

Once we defined our well stock (fig. 1), the first step towards optimisation was to create a virtual wells' mathematical models [2], which would be identical with the situation on the field. These models gave us the freedom of changing parameters, equipment and so on in virtual world and to monitor its impact on the system. The examination identified that a raft of sucker rods in quite a number of wells can be optimised, and confirmed the fact that the system, in addition to economic effect, benefitted otherwise as well: possibility of deeper installing a pump for the same surface equipment as well as reduced power consumption.

STAGE 3: SRP SURFACE EQUIPMENT OPTIMISATION

Stage 3 has been focused on surface equipment. As virtual models has already set new wells' design, we concentrated on optimising the existing ones, where fast and efficient surface equipment optimisation is possible to bring about cost cutting. Similar to previous steps it was essential to create an algorithm (fig. 2) to simplify the selection of candidates and identify wells, which can be optimised, naturally while keeping the same level of steady system operation. We applied the algorithm to all wells to unequivocally identify problematic wells and provide specific, swift and efficient measures for optimisation. We outfitted 35 wells with possibility of changing beam pumping unit to smaller one, hence with smaller electrical motor, we changed current equipments' operating parameters of 18 wells and ensured a steady operation mode, while 7 wells required the installation of larger pumping unit to avoid the

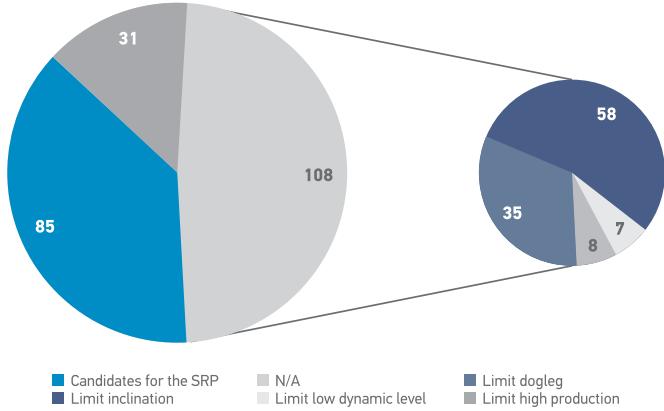


Fig. 1. Candidate wells to change from ESP to SRP

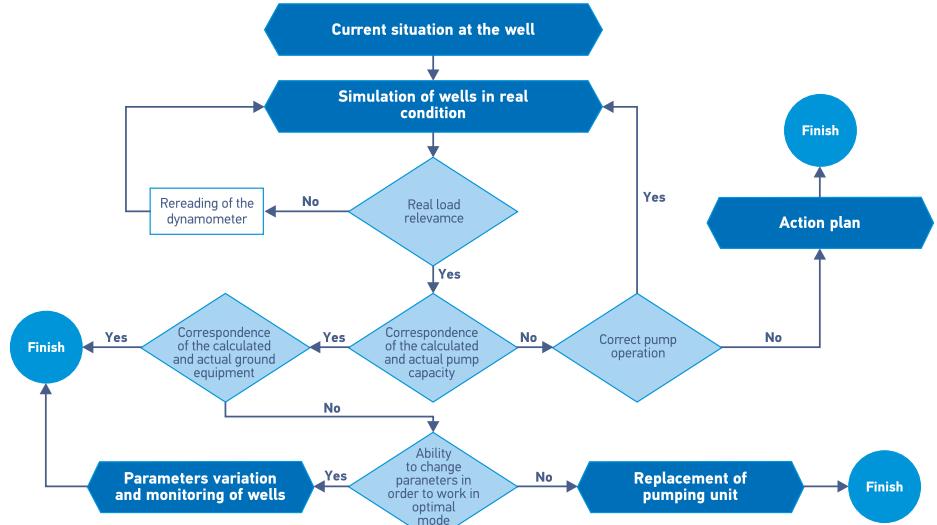


Fig. 2. Algorithm for optimization of surface equipment

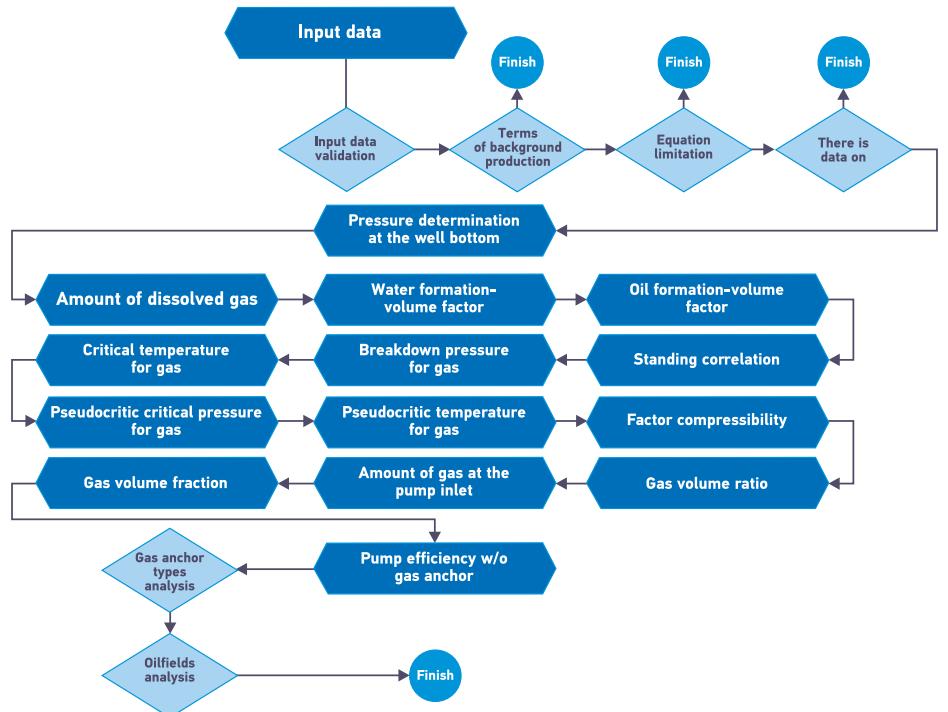


Fig. 3. Algorithm for determine efficier

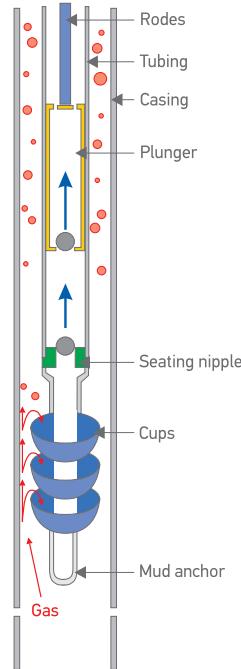


Fig. 4. Cup type gas separator

risk of breakdown. This stage as well is also included in action plan at increasing company's operational efficiency, with officially proven economic effect.

STAGE 4: DETERMINING EFFICIENCY OF GAS SEPARATOR FOR SRP

The last stage has comprised a development of a mathematical model for determining efficiency of gas separator for SRP (fig. 3). Contrary to ESP

pumps, whereby every producer defines efficiency of gas separator, SRP efficiency has not been defined. As almost the entire NIS' stock of wells with SRP is also outfitted with gas separator (fig. 4), it is crucial for future implementation and analysis of operation to accurately determine its efficiency. To achieve this a mathematical model has been developed, which produced a calculated well production rate without gas separator. Difference between the production with separator and without separator represents the gas separator efficiency. With a view to make the mathematics clear-cut, we were also compelled to test the equation. To verify the quality functioning of the equation, we had singled out 10 wells, which are not outfitted with gas separator and applied the equation to them. Deviations from production rate data reads and the production rate measured for the same wells was up to 5 %, which for us was the confirmation of the quality functioning of the equation and that, based on the difference in production we can determine the exact efficiency of the gas separator.

CONCLUSION

A complex analysis resulted in an economic effect. Algorithms have been developed, which may be applied in every future equipment optimisation and selection of candidates.

Real software mathematical models have been created to model changes in each parameter of equipment operation, thus precluding possible negative effects.

Gas separator algorithm for determination of efficiency has been developed.

References

1. Takacs G., *Sucker-rod pumping handbook—Production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping*, Oxford: Elsevier Science, 2015, 598 p.
2. Boomer P.M., Podio A.L., *The beam lift handbook*, Houston: PETEX, 2015, 625 p.

ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД

APPLICATION OF MACHINE LEARNING TO PREDICT THE ACOUSTIC PROPERTIES
OF ROCK SAMPLES

УДК 681.3

© И.С. Чебышев,
Е.С. Барышников,
В.А. Легкоконец,
2018

И.С. Чебышев

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

Е.С. Барышников

Сколковский институт наук и технологий

В.А. Легкоконец

Санкт-Петербургский горный университет

Электронные адреса: Chebyshev.IS@gazpromneft-nt.ru
bar.e.s@icloud.com
v.legkokonets@gmail.com

Ключевые слова: геомеханика резервуаров, машинное обучение, акустические исследования, горная механика

I.S. Chebyshev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

E.S.Baryshnikov Skolkovo institute of science and technology

V.A.Legkokonets Saint-Petersburg Mining University

In the cases of absence acoustic logging, alternative methods of calculating the necessary rock properties are required. This article describes the results of applying machine learning technologies to predict the velocities of elastic waves propagation.

Keywords: reservoir geomechanics, machine learning, acoustic properties, rock mechanics

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-67-70

ВВЕДЕНИЕ

Для построения 1D и 3D геомеханических моделей используются динамический модуль Юнга и динамический коэффициент Пуассона, рассчитанные на основе скоростей распространения продольной v_p и по-перечной v_s упругих волн [1, 2].

Запись акустического каротажа для определения v_p и v_s является дорогостоящей операцией, требующей экспертной оценки, анализа и интерпретации. Поэтому данный вид исследований в скважинах российских месторождений проводится редко.

В статье рассмотрены результаты применения технологий машинного обучения для прогнозирования акустических свойств образцов горных пород.

СУТЬ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Суть технологий машинного обучения заключается в следующем.

Имеется множество признаков и множество возможных результатов. Существует некоторая зависимость между результатами и признаками, но она неизвестна. Известна только конечная совокупность прецедентов — пар (признак, результат), называемая обучающей выборкой. На основе этих данных восстанавливается неявная зависимость, т.е. строится алгоритм, способный для любого возможного входного объекта выдать достаточно точный ответ.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Любое построение корректной предсказательной модели с использованием методов

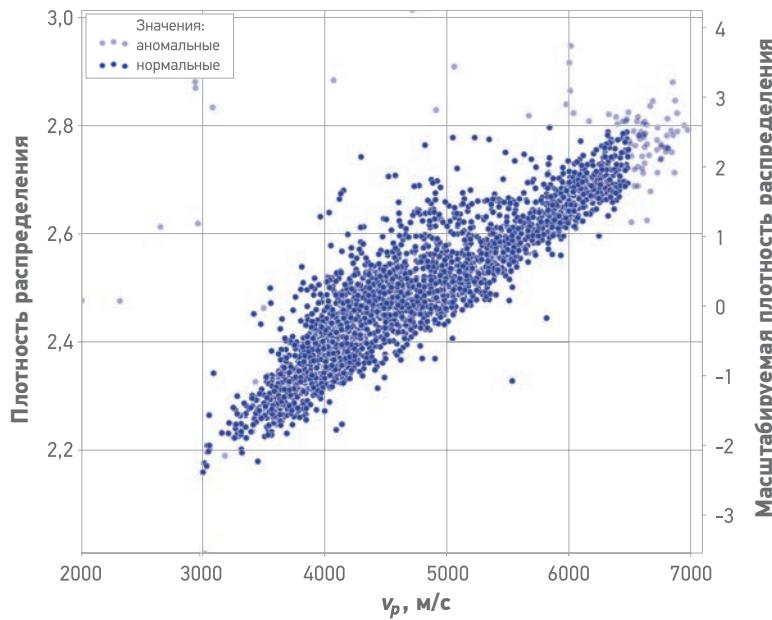


Рис. 1. Удаление выбросов из обучающей выборки

машинного обучения начинается с оценки исходных данных.

В первую очередь нужно выделить главную проблему, препятствующую внедрению машинного обучения при прогнозировании физико-механических свойств горных пород – это отсутствие единой актуальной базы данных.

В настоящее время в распоряжении специалистов имеется достаточно большой архив кернового материала с результатами проводимых исследований. Однако все данные в этом архиве хранятся разрозненно, результаты исследований находятся в отдельных таблицах, которые имеют различную структуру, оформление и особенности заполнения. Чтобы можно было использовать данные с алгоритмами машинного обучения, необходимо объединить их в единый массив. Для этого была собрана база из 4470 образцов для определения перспективности применения предложенной технологии, затем написан так называемый парсер – скрипт, компонующий данные из различных таблиц в одну базу.

ПРЕДОБРАБОТКА ДАННЫХ

После компоновки выборки следует предварительно обработать данные (удалить «выбросы», провести нормировку значений). Для каждого образца были известны значения пористости, плотности и дано словесное литологическое описание. Прогнозируемыми величинами являлись скорости распространения продольной и поперечной упругих

волн, полученные в результате механических акустических исследований керна. Результат удаления «выбросов» представлен на рис. 1. Для того, чтобы не учитывать аномальные значения в исходных числовых данных, можно руководствоваться следующими статистиками [3]:

- первый квартиль – число, при котором 25 % объектов лежат левее него;
- третий квартиль – число, при котором 75 % объектов лежат левее него;
- интерквартильный размах – разница третьего и первого квартилей.

Для определения некорректных значений целесообразно использовать следующую эвристику, свидетельствующую о том, что аномальные значения находятся за пределами интервала, границы которого определяются первым и третьим квартилями

$$x_{an} \notin [Q_1 - 1,5/IQR, Q_3 + 1,5/IQR], \quad (1)$$

где x_{an} – аномальное значение; Q_1 – первый квартиль; IQR – интерквартильный размах; Q_3 – третий квартиль.

Далее для корректной работы метрических алгоритмов может потребоваться стандартизация числовых признаков (пористость и плотность):

$$x_{st} = \frac{x - \bar{x}}{\sigma}, \quad (2)$$

где x_{st} – масштабированное значение признака; x – исходное значение признака; \bar{x} – среднее значение признака; σ – среднеквадратическое отклонение.

Для работы с литологическим описанием применялся метод One-Hot Encoding, переводящий строковые значения (словесное описание) в бинарный вектор (табл. 1). Следует отметить, что данный метод применялся для работы только с наиболее распространенными словами, такими как «песчаник», «алевролит», «мелкозернистый», «крупнозернистый», «нефтенасыщенный», «слюдистый», «алевритовый», «алевритистый», «глинистый», «массивный», «детрит», «карбон».

Таблица 1

Литологическое описание	Бинарный вектор строковых значений		
	«Песчаник»	«Тонко-зернистый»	«Мелко-зернистый»
Песчаник тонкозернистый	[1,	1,	0]
Песчаник мелкозернистый	[1,	0,	1]

ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Для построения всех описанных в статье моделей использовалась обучающая выборка, составляющая 75 % исходной базы данных. Результаты оценивались по тестовой выборке, включающей оставшиеся 25 %, чтобы избежать влияния переобучения моделей на итоговый результат. Разбиение на обучающую и тестовую выборки проводилось случайным образом. Для предварительной оценки применимости методов машинного обучения был использован метод линейной регрессии (Linear Regression), представляющей собой взвешенную сумму значений признаков.

Полученный при применении этого метода результат свидетельствует о перспективности использования технологий машинного обучения, целесообразности укрупнения базы данных и калибровки алгоритмов.

Имеется опыт использования нейронных сетей для решения указанной задачи [4]. Однако они отличаются повышенной ресурсоемкостью, чувствительностью и сложностью настройки параметров модели.

В связи с этим было предложено применять методы ближайших соседей (*k*-Nearest Neighbors) и случайного леса (Random Forest).

МЕТОД БЛИЖАЙШИХ СОСЕДЕЙ

Метод ближайших соседей является достаточно простым для интерпретации, настройки и применения. Его идея состоит в том, что близким объектам в признаковом пространстве соответствуют близкие ответы.

В случае задачи восстановления регрессии объекту присваивается среднее значение по *k* ближайшим к нему объектам, так называемым «соседям»:

$$f(x, K) = \frac{\sum_{k=1}^K f(x_k)}{K}, \quad (3)$$

где $f(x, K)$ – прогнозируемый признак; K – число соседей; $f(x_k)$ – признак объекта x_k .

При использовании этого метода основным параметром, требующим настройки, является число ближайших соседей, необходимых для прогноза. Выбор необходимого числа соседей выполнялся с использованием метода кросс-валидации путем максимизации выбранной метрики качества предсказания.

МЕТОД СЛУЧАЙНОГО ЛЕСА

Метод случайного леса предполагает использование большого ансамбля решающих деревьев. В связи с этим размер модели доста-

точно велик, а результат ее работы практически невозможно интерпретировать.

Решающее дерево по сути представляет собой попытку повторить алгоритм принятия решений, используемый человеком. В такой схеме решения исходные признаки объекта сравниваются с установленным набором определенных критериев.

Если подходить более формально, то решающее дерево – ациклический граф, в котором есть только два типа вершин. Вершина, соединенная с двумя дочерними, называется внутренней, вершина, не соединенная ни с одной другой, называется терминальной или листовой. Во внутренних вершинах располагаются предикаты, определенные алгоритмами заранее на основе обучающей выборки. Предикат способен по признакам объекта установить в какую ветвь (левую или правую) отправляется объект.

ПОЛУЧЕННЫЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЕННОЙ РАБОТЫ ОПЫТ МОЖЕТ СТАТЬ ОСНОВОЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД, А ТАКЖЕ ТАКИХ ПАРАМЕТРОВ, КАК СТАТИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ ЮНГА, СТАТИЧЕСКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПУАССОНА И СЖИМАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

В листовых вершинах определяется набор значений. В этом случае, для объектов, доходящих до определенных листьев, устанавливаются в соответствие данные значения.

При переходе к случайному лесу требуется разбить всю имеющуюся выборку на определенное число подвыборок, для каждой из которых строится свое решающее дерево. При этом каждое дерево дает довольно низкое качество предсказания, однако за счет их большого числа точность результата значительно возрастает.

После такого построения нетрудно объединить все деревья в единую модель путем простого «голосования». Тогда результатом работы алгоритма будет набор определенных значений и соответствующих им вероятностей такого ответа.

Метод случайного леса схож с методом ближайших соседей [5]. Случайные леса по сути осуществляют предсказания для объектов на основе меток похожих объектов из обучения. Основными параметрами, требующими регулирования при использовании данного алгоритма, являются:

- число деревьев в «лесу»;
- число признаков, по которым ищется разбиение;

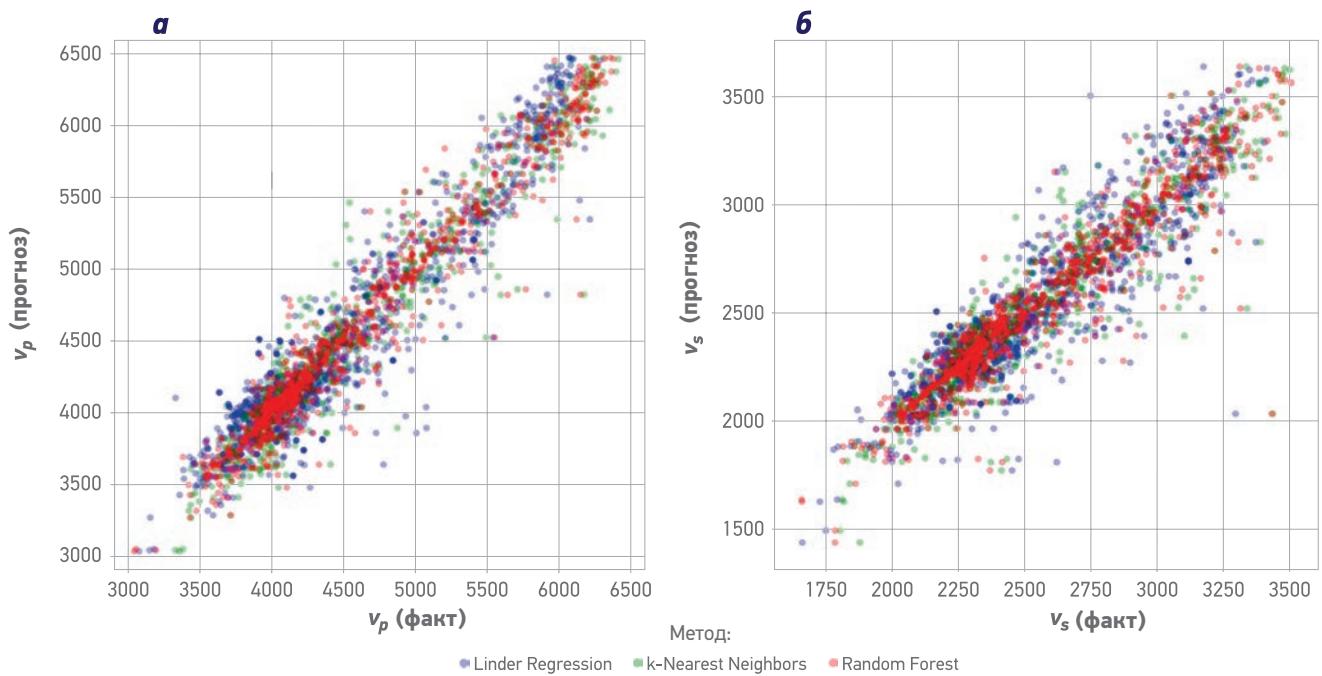


Рис. 2. Результаты применения методов машинного обучения для прогнозирования скорости распространения продольной v_p (а) и поперечной v_s (б) упругих волн

Таблица 2

Параметр	Коэффициент детерминации при применении метода				
	Linear Regression [4]	Neural Network [4]	Linear Regression	k-Nearest Neighbors	Random Forest
v_p	0,75	0,91	0,89	0,94	0,95
v_s	0,78	0,89	0,82	0,89	0,90

– минимальное число объектов в листе;
– максимальная глубина дерева.
На **рис. 2** представлена визуализация результатов работы алгоритмов, описанных в статье, в **табл. 2** приведено сравнение точности прогноза предложенных методов по значению коэффициента детерминации [4].

ВЫВОДЫ

1. Наиболее эффективным методом прогноза продольной и поперечной акустических волн является метод случайного леса. Он практиче-

ски не чувствителен к аномальным данным, требует менее тщательной настройки параметров по сравнению с нейронной сетью, легко параллелизуется и масштабируется.

2. Использование методов машинного обучения применимо для скважин с отобранным керном при отсутствии в них записи акустического каротажа.

3. Точность прогноза при использовании данных методов может быть увеличена при расширении численного диапазона механических свойств, входящих в обучающую и тестовую выборки.

4. Полученный в результате выполнения представленной работы опыт может стать основой для прогнозирования прочности горных пород, а также таких параметров, как статический модуль Юнга, статический коэффициент Пуассона и сжимаемость горных пород.

Список литературы

1. Zoback M. Reservoir Geomechanics. – Cambridge: Cambridge University Press, 2010. – 461 p.
2. Petroleum Related Rock Mechanics / Fjar E. [et. al.]. – 2nd Ed. – Elsevier, 2008. – 492 p.
3. Zwillinger D., Kokoska S. Standard Probability and Statistics tables and formulae. – London. – New York: Chapman & Hall CRC, 2000. – 537 p.
4. Chebyshev I., Legkokonets V., Lukin S. Specifics of mechanical and strength rock properties estimation for wells drilling and exploitation // Procedia Structural Integrity. – 2017. – № 6. – P. 252-258.
5. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The elements of statistical learning: data mining, inference, and prediction. – Springer, 2017. – 745 p.

Reference

1. Zoback M., Reservoir geomechanics, Cambridge University Press, 2010, 461 p.
2. Fjar E., Holt R.M., Horsrud P., Raanen A.M., Risnes R., Petroleum related rock mechanics, Elsevier, 2008, 492 p.
3. Zwillinger D., Kokoska S., Standard probability and statistics tables and formulae, London, New York: Chapman & Hall CRC, 2000, 537 p.
4. Chebyshev I., Legkokonets V., Lukin S., Specifics of mechanical and strength rock properties estimation for wells drilling and exploitation, Procedia Structural Integrity, 2017, no. 6, pp. 252-258.
5. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J., The elements of statistical learning: data mining, inference, and prediction, Springer, 2017, 745 p.

РАСЧЕТ И ОПТИМИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ ПРИ ОЦЕНКЕ ПРОЕКТОВ И РЕИНЖИНИРИНГЕ

CALCULATION AND OPTIMIZATION OF OIL TREATMENT AND PUMPING FACILITIES DURING PROJECT EVALUATION AND REENGINEERING

Б.А. Мурашов, Н.Ф. Тепляков

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

Электронные адреса: Teplyakov.NF@gazpromneft-ntc.ru; Murashov.BA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: оценка проектов, стоимость объектов подготовки, свойства флюида, технологические процессы, аппараты, автоматизированная система, стоимостная модель

B.A. Murashov N.F. Teplyakov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article discusses the use of different approaches to the calculation of technical and economic parameters of oil and gas treatment and pumping facilities in the evaluation of projects and reengineering. The usual practice of assessing the cost of training facilities at an early stage involves the use of analogous facilities designed for a certain composition and properties of the produced fluid. At the same time, the estimated project according to these indicators may differ significantly, both in quantitative and qualitative indicators. To bring the existing analogue to a comparable form, heuristic approaches are often used, such as correcting scale coefficients, the Lenz (Nelson) formula, etc. As calculations show, these approaches often make significant errors in the evaluation of the project, especially when they are applied to such complex objects as oil and gas treatment facilities. Taking into account the fact that the cost of such objects is often a significant part of the total capital costs of the project, the estimation error can be hundreds of millions and billions of rubles. The paper proposes an alternative approach, as well as a software solution that allows you to get the optimized characteristics of the object and more accurate, the cost of the object, taking into account all the main influencing factors and processes, and thereby improve the accuracy of the project evaluation.

Keywords: evaluation of projects, Cost of oil treatment facilities fluid properties, technological process, equipments, automated system, cost model

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-71-74

ВВЕДЕНИЕ

В условиях быстро изменяющихся экономических реалий, растущей конкурентной борьбы за лицензионные участки, одним из преимуществ нефтяных компаний становится повышение качества оценки нефтегазовых проектов. Ключевой фактор качественной оценки проекта – обеспечение необходимой оптимальности и точности оценки инвестиционной составляющей проекта. Одним из основных параметров в структуре затрат являются капитальные вложения в строительство объектов подготовки и перекачки нефти.

При оценке затрат в рамках новых инвестиционных проектов разработки месторождений традиционными, применяемыми в настоящее время способами, служат расчет затрат через удельные показатели стоимости строительства либо использование аналогов.

МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК И СТОИМОСТИ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕКАЧКИ

При оценке стоимости объектов с использованием аналогов в большинстве случаев для объектов подготовки и перекачки нефти нет возможности подобрать аналог, полностью соответствующий по мощности, техническим характеристикам и свойствам поступающего пластового флюида.

Для учета разницы в мощности оцениваемого объекта и объекта-аналога наиболее распространена формула Ленца (Нельсона)

$$C_1 = C_0 \cdot \left(\frac{q_1}{q_0} \right)^n, \quad (1)$$

где C_1 – стоимость оцениваемого объекта; C_0 – стоимость объекта-аналога; Q_1 – про-

изводительность оцениваемого объекта; Q_2 – производительность объекта-аналога; n – коэффициент масштабируемости объекта. Формула (1) позволяет учесть «эффект масштаба», возникающий при строительстве объектов различной производительности, который выражается в том, что каждое следующее единичное приращение мощности одного объекта будет по стоимости ниже предыдущего, т. е. стоимость крупного объекта будет меньше стоимости нескольких мелких той же суммарной мощности.

Основным регулирующим показателем эффекта масштаба в формуле Ленца является коэффициент масштабирования производительности: чем он выше, тем меньше проявление эффекта масштаба и наоборот. Отметим, что при $n=1$ стоимость оцениваемого объекта будет увеличиваться прямо пропорционально увеличению/уменьшению его мощности по сравнению с объектом-аналогом. Поэтому наиболее применяемые в практике значения коэффициента находятся в промежутке $n=0,5-0,7$.

Формула (1) может применяться только для объектов, схожих с объектом-аналогом по выполняемым функциям, но отличающихся по мощности.

Таким образом, при оценке объектов подготовки и перекачки по формуле (1) отсутствует возможность не только учета разницы в свойствах поступающих на прием флюидов, но и пропорций по некоторым показателям, например, учета различий в мощности по жидкости, нефти и нефтяному газу. Это обуславливает значительные погрешности в оценке стоимости объектов, которые часто составляют десятки процентов.

Другим способом расчета технологических процессов и аппаратов, а также стоимости по объектам подготовки нефти является использование дорогостоящего программного обеспечения (ПО), например, HYSYS. Не считая высокой стоимости лицензий, дополнительной особенностью такого ПО является то, что оно не предназначено для решения

задач оптимального подбора состава оборудования.

В связи с этим для решения задач технико-экономической оценки стоимости объектов, снижения трудозатрат и повышения качества и скорости оценки, в компании «Газпром нефть» разработаны методология и алгоритм, позволяющие учитывать все ключевые факторы при оценке стоимости объектов подготовки и перекачки и получать оценку необходимого уровня точности.

В зависимости от требований к выходным качествам продукта (конечная обводненность, содержание солей и др.) алгоритм расчета предусматривает выбор объекта подготовки. Существуют следующие основные типы объектов:

- установка подготовки нефти (обезвоживание, обессоливание до товарного продукта);
- ДНС-УПСВ (0,5-20 % обводненности);
- ДНС без сброса воды.

В ходе расчетов моделируются следующие основные технологические процессы:

- сепарация газа с использованием нефтегазовых сепараторов;
- сброс свободной воды с применением трехфазных сепараторов;
- предварительное обезвоживание;
- подогрев продукта;
- глубокое обезвоживание с использованием отстойников;
- обессоливание с применением пресной воды;
- концевые сепарационные установки;
- насосное оборудование и др.

При отсутствии лабораторных исследований источником данных для расчета процессов и аппаратов в методике служит РД 39-30-898-83. Данный документ регламентирует необходимое время нахождения флюида в аппаратах в зависимости от его плотности и вязкости. С учетом требуемого времени пребывания в аппарате и расхода флюида рассчитывается необходимый объем каждой ступени, подбираются возможные варианты единичной мощности аппаратов и их число, определяется оптимальный по стоимостным показателям вариант комплектации с учетом или без учета резерва.

При расчетах учитывается профиль добычи нефтяного газа, определяемый автоматически через газовый фактор. Выход газа для каждой ступени оценивается по уравнениям зависимости коэффициента растворимости газа в нефти от давления в аппаратах (рис. 1). Остаточное газосодержание V_g рассчитывается по формуле

$$V_g = (1 + \alpha) p Q_{H_2} \quad (2)$$

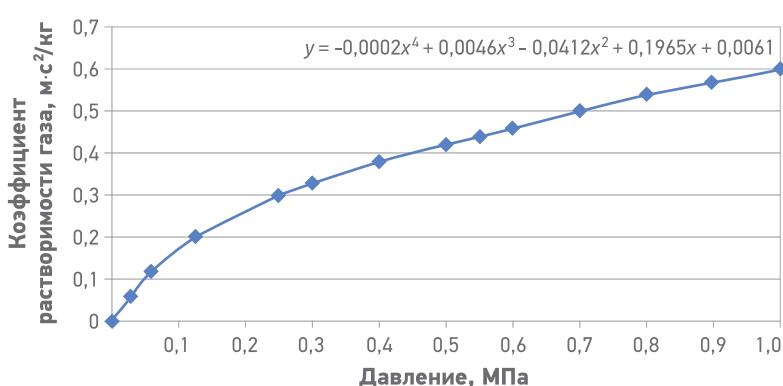


Рис. 1. Зависимость коэффициента растворимости нефтяного газа от давления

где p – давление сепарации, 0,1 МПа; α – коэффициент растворимости газа в нефти, $\text{м} \cdot \text{с}^2/\text{кг}$; Q_{H} – объем нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, выполняется моделирование состава аппаратов всех ступеней объекта подготовки под конкретный профиль и свойства флюида.

Для автоматизации данных расчетов создано специализированное ПО AutoUPN. Интерфейс программы представлен на **рис. 2**.

ПО AutoUPN позволяет обеспечить выбор оптимальной конфигурации оборудования в соответствии с необходимой мощностью объекта по жидкости, нефти, нефтяному газу и свойствами флюида с учетом соотношения стоимостей аппаратов разного единичного объема. Далее по набору оборудования уточняется общая стоимость объекта по соответствующим моделям.

Программа содержит справочник основных типоразмеров аппаратов для всех основных технологических процессов (сепарации, нагрева, перекачки) и насосного оборудования с возможностью добавления дополнительных типов, а также значения параметров согласно РД 39-30-898-83 по нормативному времени пребывания жидкости в аппаратах для основных процессов в случае отсутствия лабораторных исследований для конкретного месторождения (**рис. 3**). Данные по умолчанию могут меняться пользователем при наличии более точной информации.

Для удобства использования реализована автоматическая загрузка профиля добычи жидкости и нефти из файлов excel (**рис. 4**). При изменении формата загружочного файла или координат строк и столбцов с данными в загружочном файле в программе предусмотрено управление настройками загрузки данных.

После загрузки файла ПО предусматривает автоматический поиск пиковых значений для жидкости и нефти по годам и автоматический расчет в соответствии с этими характеристиками аппаратов выбранного типа объекта с заданными свойствами продукции на выходе. При этом расчет выполняется в следующих трех комбинациях:

- на пиковое значение для жидкости (для нефти берется уровень года с пиком по жидкости);
 - на пиковое значение для нефти (для жидкости берется уровень года с пиковым значением по нефти);
 - гибридный – одновременно на пиковый объем жидкости и пиковый объем нефти (обычно наступают в разные годы).
- С учетом данных о соотношении стоимостей аппаратов автоматически предлага-

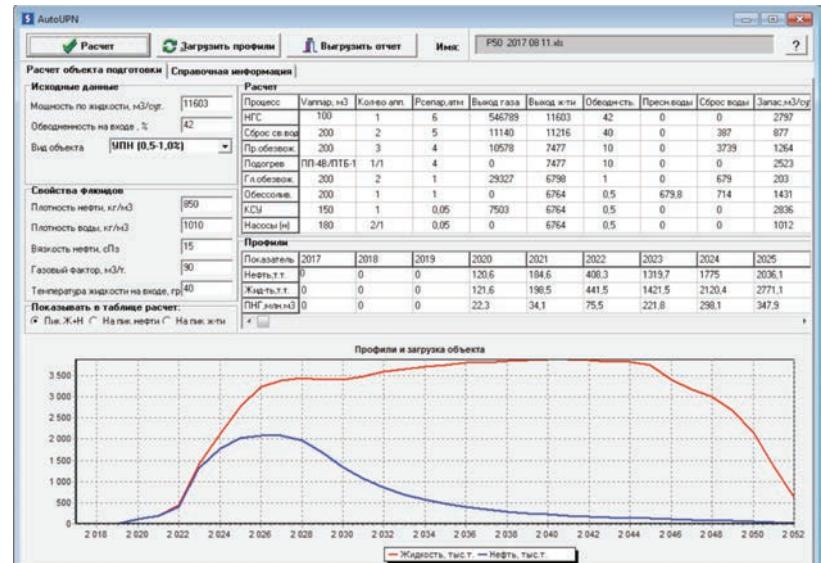


Рис. 2. Интерфейс программного модуля для расчета объектов подготовки и перекачки

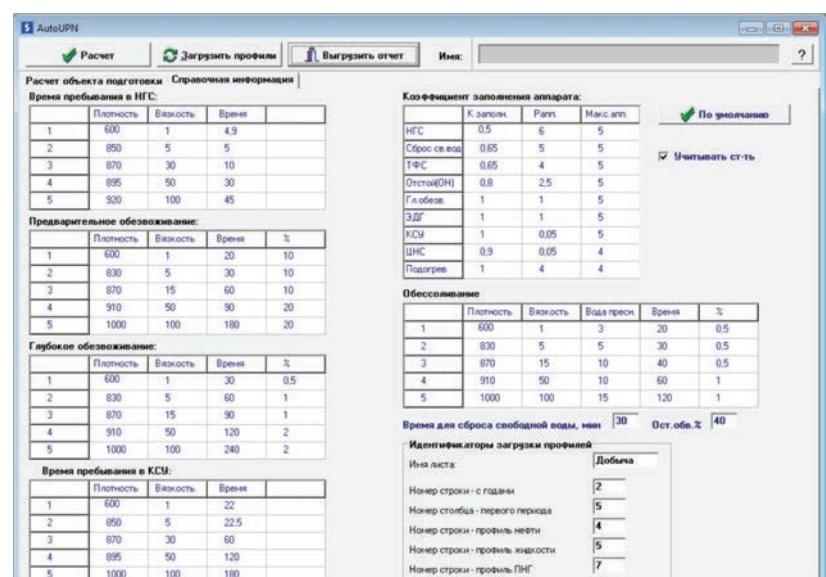


Рис. 3. Блок исходной информации для выполнения расчетов в программном модуле

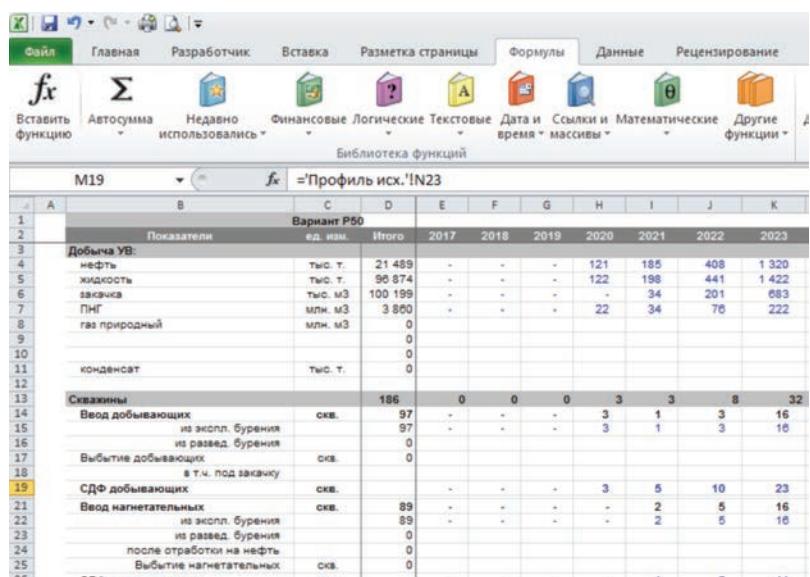


Рис. 4. Пример файла для автоматической загрузки профилей добычи по годам

Выгрузка результатов (расчет в AutoUPN) от 22.09.2017										
№	Процесс	Вапор, м3	Кол-во атм.	Рслепар атм.	Выход газа	Выход ж.ти	Обводн-сть	Пресн воды	Сброс воды	Запас м3/сут
1	НГС	100	1	6	64997	10000	20	0	0	4400
2	Сброс св воды	200	2	5	13243	10000	20	0	0	2480
3	Пр обезвож.	200	3	4	12574	8889	10	0	1111	2480
4	Подогрев	ППЧВ/ППБ-10	1/1	4	0	8889	10	0	0	1111
5	Гл обезвож.	200	3	1	34863	8061	1	0	808	2631
6	Обессоливание	200	1	1	0	8040	0,5	808	849	148
7	КСУ	150	1	0,05	8919	8040	0,5	0	0	1560
8	Насосы (и)	300	2/1	0,05	0	8040	0,5	0	0	4920

Рис. 5. Пример выгрузки отчета по результатам моделирования

Объект	Стоимость, рассчитанная		Отклонение, %
	по формуле Ленца, тыс. руб.	в AutoUPN	
УПН на 7 млн/год (аналог СМ на 7 млн/год)	2 229 491	2 212 425	0,8
УПН на 10 млн/год (аналог СМ отсутствует)	2 913 280	2 428 283	16,6

ется оптимальный по стоимости вариант единичной мощности и числа аппаратов для каждого процесса, обеспечивающий необходимую пропускную способность для каждой фазы.

Дополнительно в программе рассчитывается резерв (запас) по пропускной способности для каждого вида процесса с учетом выбранной единичной мощности оборудования и числа аппаратов. По результатам расчета имеется возможность выгрузки итогового отчета (рис. 5).

В итоге может быть получена более достоверная и точная оценка стоимости объекта подготовки с оптимальными характеристиками для данного проекта, которая может существенно отличаться от оценки, например, по формуле Ленца (см. таблицу).

Таким образом, использование предложенного инструментария дает возможность получить более точные значения характеристик

основного оборудования для каждого процесса и в итоге более точное значение стоимости объекта и объемов капитальных вложений по проекту в целом.

Возможность задания необходимого времени пребывания в аппаратах по результатам лабораторных исследований позволяет использовать данную методологию и ПО AutoUPN при решении задач предварительного проектирования и реинжиниринга для действующих объектов подготовки и перекачки.

Например, для определения максимальной пропускной способности действующих объектов подготовки при различных процессах и для разных фаз (нефти, жидкости и нефтяного газа) с необходимым уровнем точности без использования каких-либо дополнительных дорогостоящих программных продуктов.

ВЫВОДЫ

- Использование предложенного подхода к оценке параметров и стоимости объектов подготовки и перекачки нефти и газа при оценке проектов, предварительном проектировании и реинжиниринге дает возможность без значительных временных затрат получать достоверную и точную оценку стоимости объекта подготовки с оптимальными характеристиками, имеющейся резерв и необходимый объем расширения при увеличении загрузки для конкретных условий и свойств флюида.
- Описанная методология позволяет с учетом ключевых параметров повысить точность оценки затрат на объекты подготовки и по проекту в целом, что является неотъемлемой составляющей принятия эффективных управленческих решений.

Список литературы

- Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование. Под редакцией А.Р. Хафизова, Н.В. Пестрецова, В.В. Шайдакова, 2002.
- Методические подходы расчета капитальных вложений при проектировании разработки нефтяных месторождений / А.В. Макаров, К.Б. Смертин, М.М. Аскarov, А.В. Викторова. – Уфа: Башнипинефть, вып. 114, 2003.
- Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности / В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова [и др.]. – М.: ЦентрLitНефтеGаз, 2008. – 305 с.

Reference

- Sbor, podgotovka i khranenie nefti. Tekhnologiya i oborudovanie (Oil transportation & treatment. Technology and equipment): edited by Khafizov A.R., Pestretsov N.V., Shaydakov V.V., 2002.
- Makarov A.V., Smertin K.B., Askarov M.M., Viktorova A.V., Metodicheskie podkhody rascheta kapital'nykh vlozheniy pri proektirovaniyu razrabotki neftyanykh mestorozhdenij (Methodological approaches for capital investments calculating in the design of the oil fields development), Ufa: Publ. of Bashnipineft', 2003, 160 r.
- Dunaev V.F., Shpakov V.A., Epifanova N.P. et al., Ekonomika predpriyatiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti (Economics of oil and gas industry), Moscow: TsentrLitNefteGaz Publ., 2008, 305 p.

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА АКТИВА ПРИ ДОЛГОСРОЧНОМ ИНВЕСТИЦИОННОМ ПЛАНИРОВАНИИ

TECHNICAL AND ECONOMIC ESTIMATION OF OIL FIELD POTENTIAL UNDER LONG-TERM INVESTMENT PLANNING

Д.М. Комиссарова, А.П. Коробкин

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

Электронные адреса: Komissarova.DM@gazpromneft-ntc.ru,
Korobkin.AP@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: технологическая стратегия, управление технологиями, разведка и добыча, планирование

D.M. Komissarova, A.P. Korobkin Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Design, adaptation and adoption of new technologies is one of the highest priorities for oil companies. In Gazprom Neft PJSC technological projects aimed on improvement of oil and gas fields development were consolidated into a single document called "Technological Strategy". The implementation of new technologies allows to reduce the capital and operating costs, increase production, develop new reserves and will have a significant impact on the field development. Long-term investment planning considering technological improvement allows to identify key technological projects, find the way to develop currently unprofitable reserves and set new goals for technological improvement. Calculation of the technological improvement effect requires to consider the interference and synergy of different technological projects. This article considers a complex approach to calculate the influence of technological improvement in a long-term planning of field development.

Keywords: technology strategy, technology management, upstream, planning

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-75-80

ВВЕДЕНИЕ

В конце 2014 г. различные проекты «Газпром нефти», реализуемые для повышения эффективности процессов добычи нефти, газа, разработки новых запасов и достижения стратегических целей, были собраны в один концепт, получивший название «Технологическая стратегия». При долгосрочном инвестиционном планировании учет эффекта от полномасштабного тиражирования проектов Технологической стратегии даст возможность:

- раскрыть технико-экономический потенциал активов,
- выделить приоритетные технологические проекты,
- сформировать адресную программу вовлечения ранее нерентабельных запасов,
- поставить новые задачи по поиску и внедрению технологий,

– скорректировать текущие задачи для достижения стратегических целей компании «Газпром нефть». Расчет эффекта от тиражирования каждого проекта в отдельности не позволяет оценить эффект от реализации Технологической стратегии в целом. Суммирование эффекта от различных технологических проектов, тиражируемых на одних и тех же запасах, может приводить к дублированию ожидаемых показателей разработки. Пример дублирования представлен на **рис. 1**. Рамкой схематично обозначено месторождение, разноцветными фигурами – запасы, которые могут быть вовлечены в разработку каждым проектом в отдельности. Если рассматривать проекты по отдельности, то сумма вовлекаемых запасов по трем проектам превысит все остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) месторождения. Чтобы

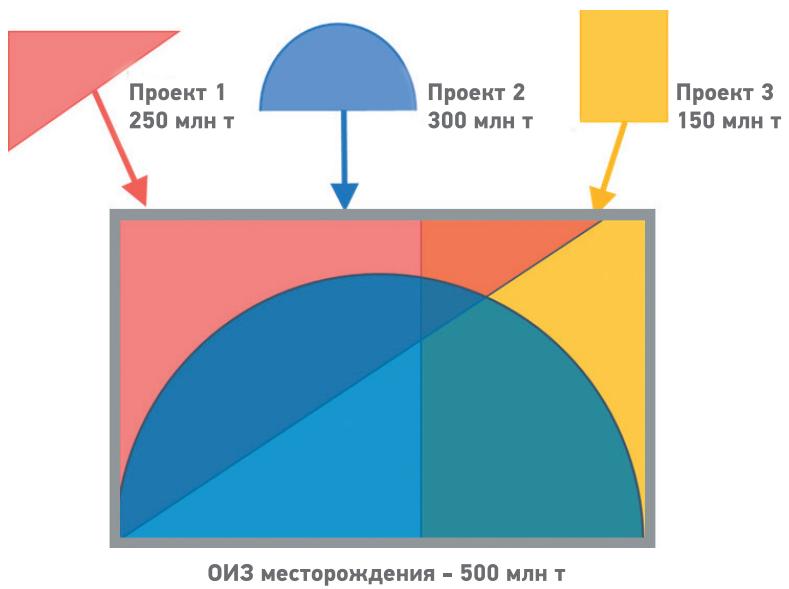


Рис. 1. Запасы, вовлекаемые в разработку несколькими технологическими проектами

избежать дублирования эффектов, совместимые проекты требуется рассматривать в синергии, а из несовместимых выбрать наиболее эффективный. При оценке проектов, применяемых только на неразбуренных запасах, требуется проверять, не вводятся ли в разработку эти запасы ранее другими проектами. Все это требует создания централизованной системы оценки, которая обладает следующими возможностями:

- позволяет проводить одновременный расчет эффектов по нескольким технологическим проектам с учетом их взаимовлияния;
- исключает дублирование запасов и эффектов;
- учитывает совместимость проектов;
- позволяет рассчитывать синергию проектов;
- рассматривает ввод запасов с применением новых технологий;
- учитывает изменение числа скважин для технологий, при которых меняется плотность сетки скважин;
- учитывает запасы, введенные ранее в разработку другими проектами.

Централизованная система оценки осуществляет серии расчетов, аналогичные используемым при формировании долгосрочных планов развития при оценке основных производственных и экономических показателей. Кроме того, она включает методики расчета эффекта по каждому технологическому проекту, а также средства для одновременного расчета нескольких проектов и агрегации результатов при рассмотрении запасов базового фонда и новых скважин.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТА ОТ ТИРАЖИРОВАНИЯ ПРОЕКТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

Интегрированная система оценки эффекта от тиражирования проектов Технологической стратегии представляет собой программный продукт, который включает модули:

- расчета добычи и основных производственных показателей;
- расчета экономических показателей (финансово-экономическая модель);
- расчета эффекта от тиражирования проектов согласно предоставленной методике расчета;
- агрегации результатов;
- импорта и интеграции с имеющейся базой запасов.

В описываемом подходе рассматриваются технологии, направленные на увеличение добычи и темпов отбора либо на сокращение капитальных вложений, операционных или иных затрат при освоении, бурении или эксплуатации скважин. Эти технологии можно разделить на три категории: проекты, снижающие операционные затраты; новые виды геолого-технических мероприятий (ГТМ) в пробуренных скважинах; новые технологии бурения и освоения скважин. Сначала проводятся расчеты основных производственных показателей для бурения новых скважин при рассмотрении синергии проектов, направленных на изменение конструкций и стоимости скважин. Далее для базового фонда и новых скважин рассчитывается эффект от внедрения новых видов ГТМ. После этого проводятся экономические расчеты с учетом синергии всех проектов, снижающих операционные затраты.

ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА ЭФФЕКТА ОТ ТИРАЖИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Методика оценки эффекта от тиражирования одного технологического проекта определяет производственные параметры, на которые влияет технология, и их количественное изменение.

Технологический проект по мере его разработки проходит несколько стадий: поиск, оценка, выбор, определение, реализация, тиражирование. В зависимости от стадии сформированы требования к методике оценки, которые могут уточняться по мере развития проекта. При оценке эффекта от реализации проекта при долгосрочном ин-

вестиционном планировании методика должна включать:

- область применения и объем тиражирования технологии;
- ограничения применения технологии;
- дату начала тиражирования;
- целевые производственные параметры, на которые влияет технология;
- оценку величины изменения целевых параметров после применения технологии;
- целевую стоимость тиражирования технологии.

Согласно этим требованиям учет эффекта от тиражирования проекта в долгосрочных программах развития активов возможен после завершения стадии «Оценка».

Оценка эффективности проектов, направленных на уточнение и детализацию строения пласта, получение дополнительной информации по разработке, снижение рисков, создание новых методов принятия решений и цифровизацию производственных процессов, для которых в явном виде не указаны изменения производственных параметров, требует отдельного рассмотрения. Предположим, что имеется несколько проектов детализации строения пласта в новых зонах, перспективных для бурения. Каждый из этих проектов снижает риски при бурении, позволяет более точно выбрать проходку скважин и наиболее перспективные зоны для бурения. Количественная оценка снижения рисков и увеличения продуктивности скважин в таком случае требует использования вероятностного подхода с созданием карт возможной реализации геологии и применения подхода VOI (Value Of Information). Остаются открытыми вопросы по раз-

делению вклада каждого проекта и достаточности имеющихся технологических проектов для минимизации рисков и максимизации эффективности бурения. Поэтому данные типы проектов в текущем подходе не рассматриваются.

УЧЕТ СОВМЕСТИМОСТИ ПРОЕКТОВ

Перед проведением расчетов проекты (технологии), применяемые на рассматриваемом активе, сортируются в порядке увеличения плановой даты тиражирования. На основе матрицы совместимости (рис. 2) формируются списки проектов, которые можно одновременно использовать для данного актива (описание проектов дано в таблице). По каждому списку проектов отдельно проводится серия расчетов, наиболее рентабельный кейс выбирается как рекомендуемый, остальные предлагаются в качестве альтернативных.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА ВОВЛЕЧЕННЫХ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСАХ

При оценке эффекта рассматриваются отдельно вовлеченные и не вовлеченные в разработку запасы. Для базового фонда применимы проекты, направленные на снижение операционных затрат и создание новых видов ГТМ. При расчете эффекта от тиражирования новых видов ГТМ определяется ежегодный объем работ, затраты, изменение плановых производственных показателей (в том числе добычи) в зависимости от проведения каждого мероприятия. Рас-

Проект/ технология	Текущая	Оптимизи- рованный дизайн скважин	Клапан	Новые ЖГ	МСтвС	ГС 2000 м	АСПО	УЭЦН	Кибер ГРП
Текущая									
Оптимизи- рованный дизайн скважин									
Клапан									
Новые ЖГ									
МСтвС									
ГС 2000 м									
АСПО									
УЭЦН									
Кибер ГРП									

 Проекты совместимы  Проекты несовместимы

Рис. 2. Матрица совместимости проектов

Проект/ технология	Описание проекта / технология	Дата начала тиражирования проекта/технологии
Текущая	Текущие технологии без внедрения новых	2018 г.
КиберГРП	Создание корпоративного симулятора гидроразрыва пласта	2020 г.
ГС 2000 м	Бурение горизонтальных скважин длиной до 2000 м	2021 г.
МСтвС	Бурение многоствольных скважин	2023 г.
ОПЗ	Оптимальные методы обработки призабойной зоны пласта	2019 г.
Рефрак	Повторный многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах	2019 г.
ГС ППД	Эффективные методы контроля горизонтальных скважин и горизонтальных скважин с многостадийным ГРП для поддержания пластового давления	2020 г.
Новые ЖГ	Разработка новых рецептур технологических жидкостей для глушения скважин в осложненных условиях	2018 г.
АСПО	Технологии, предупреждающие образование асфальтосмолопарафиновых отложений	2020 г.
УЭЦН	Технология предотвращения аварийных ситуаций, связанных с полетом оборудования при эксплуатации установок электроцентробежных насосов	2020 г.

чет интенсификации при выполнении ГТМ рассматривается как увеличение добычи жидкости при сохранении исходной характеристики вытеснения. Проекты по увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) корректируют характеристику вытеснения согласно предоставленной методике. Синергия рассматривается как учет добычи от ранее запущенных проектов при расчете каждой последующей технологии. Дублирование эффекта на базовом фонде может возникнуть при некорректной оценке проектов, направленных на увеличение КИН. Например, на месторождении со степенью выработки запасов 0,55 суммирование эффектов от пяти проектов, каждый из которых увеличивает КИН на 10 %, приведет к тому, что накопленная добыча превысит геологические запасы. Для корректной оценки в этом случае требуется создавать методику оценки эффективности проектов в условиях их одновременного применения.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НА НЕ ВОВЛЕЧЕННЫХ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСАХ

При оценке технико-экономического эффекта от тиражирования проектов при бурении новых скважин проводится полный цикл расчета для интегрированной модели актива на адресных неразрабатываемых участках. По каждому участку задаются геологические характеристики и свойства насыщающих флюидов. Адресные расчеты позволяют корректно оценить дополнительно вовлекаемый объем запасов и составить программу освоения запасов, не рентабельных в текущих условиях. Технологии бурения новых скважин доступны с момента начала тиражирования соот-

ветствующих проектов на запасах, ранее не введенных в разработку. По мере бурения кустов может применяться все больший арсенал технологических проектов, действие которых рассматривается в синergии с запущенными ранее проектами.

При оценке эффекта от реализации проектов изменяют производственные параметры, на которые этот проект влияет (например, забойное давление или проходка скважин) и пересчитывают технологические и экономические показатели разработки. Для проектов, в которых меняется плотность сетки скважин, происходит пересчет числа и времени ввода скважин. Синергия проектов рассматривается как последовательное изменение всех производственных параметров, на которые влияют проекты. При сложном взаимовлиянии проектов формируется новая методика расчета эффекта от проектов условиях их совместного применения.

Проекты, направленные на бурение новых скважин, позволяют вводить в разработку ранее нерентабельные запасы. Дублирование эффекта может возникнуть, когда суммируются одни и те же запасы, вводимые в разработку каждым проектом в отдельности. Одновременный расчет этих проектов в синергии либо выбор одного наиболее эффективного исключают дублирование эффектов.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТА ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Проекты, снижающие операционные затраты, действуют после планируемой даты начала их реализации на всех проектных и

фактических скважинах. При синергии проектов проводятся последовательное изменение производственных параметров и пересчет операционных затрат для всех проектов, действительных на текущий момент расчета.

ОЦЕНКА ЦЕЛЕВОГО ПОКАЗАТЕЛЯ Q/CAPEX

Для запасов, которые не вводятся в разработку имеющимся набором проектов, требуется поставить задачи для поиска более эффективных технологий. Целевой показатель Q/CAPEX (отношение добычи к капитальным вложениям) показывает, во сколько раз требуется снизить капитальные вложения либо увеличить добычу для рентабельного ввода запасов в разработку. По результатам серии технико-экономических расчетов строится диаграмма, отражающая дополнительный объем рентабельных запасов при постепенном снижении капитальных вложений.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

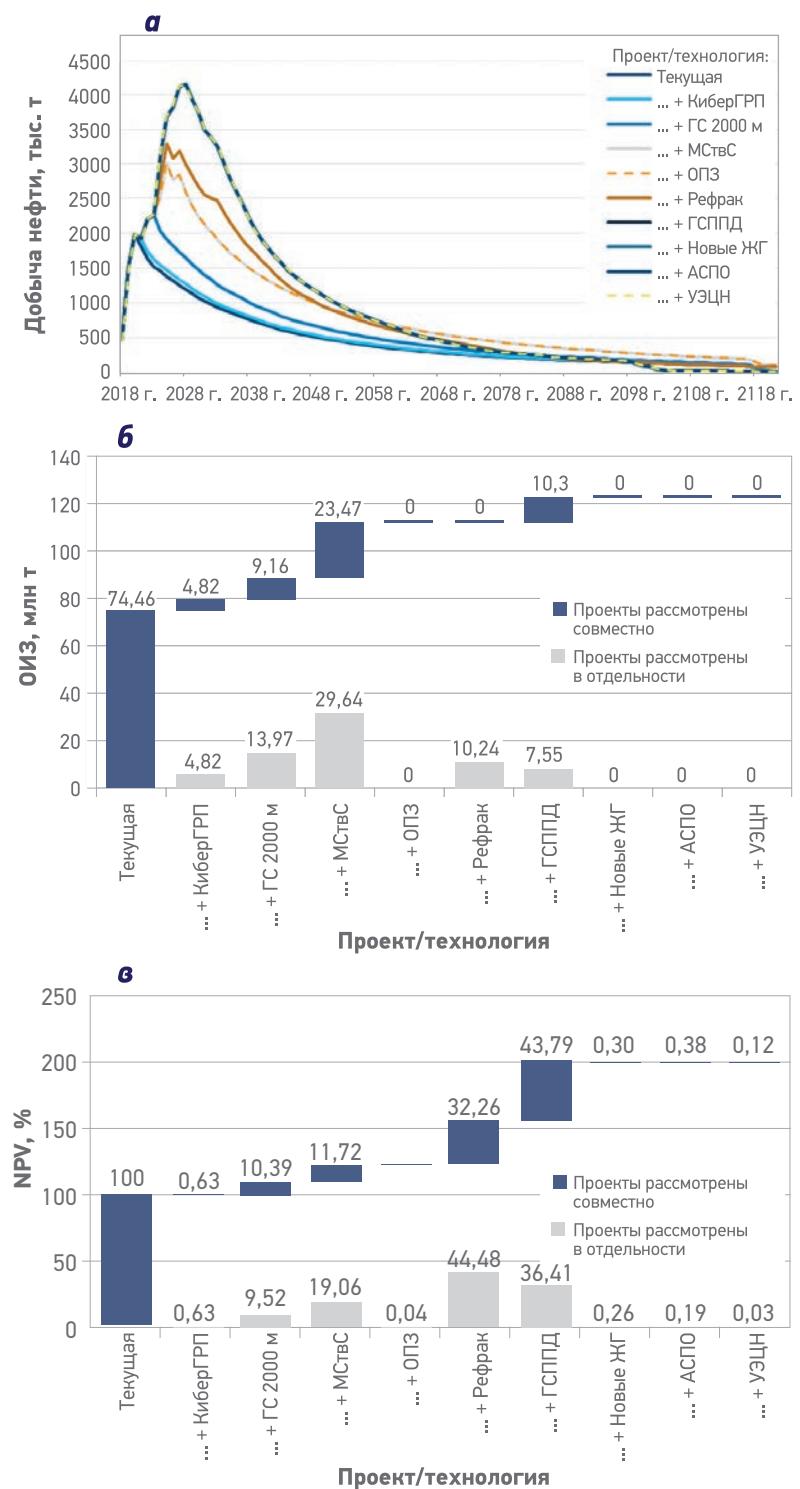
Описанный выше подход реализован в виде программного продукта «Расчетный Блок Оценки Технологий» (РБОТ). В качестве примера расчетов представлена оценка эффекта от внедрения новых технологий на одном из месторождений Западной Сибири (рис. 3, а). Каждый проект рассматривался в синергии с ранее запущенными. Предполагалось, что все проекты будут успешно тиражированы на месторождении согласно утвержденным методикам расчета эффекта. На рис. 3, б, в представлены дополнительно вовлекаемые остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) и NPV по каждому проекту, рассчитанные как в синергии, так и в отдельности.

Проекты «Повторный МГРП в горизонтальных скважинах», «Бурение горизонтальных скважин длиной до 2000 м», «Бурение многостоечных скважин», «Эффективные методы контроля и управления ГС и ГС с МГРП для поддержания пластового давления» могут вовлечь в разработку одни и те же ранее нерентабельные кусты скважин. По этой причине сумма запасов, вовлеченных проектами, рассмотренными в отдельности, превышает общий эффект при их совместном рассмотрении. В синергии проекты делают рентабельными запасы, которые не могли быть вовлечены ни одним из проектов в отдельности. Таким образом, рассмотрение всех проектов совместно позволило избежать дублирования запасов и найти новые возможности

для их вовлечения.

Проекты, снижающие операционные затраты, в синергии с остальными проектами показывают больший эффект, так как применяются на больший объем запасов и добывчи (см. рис. 3, в).

Таким образом, рассмотрение всех проектов одновременно позволило воспроизвести



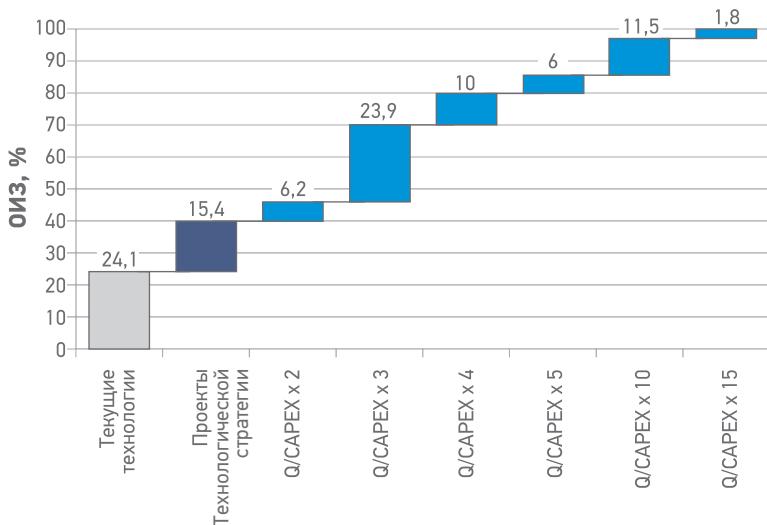


Рис. 4. Дополнительное вовлечение в разработку ОИЗ при увеличении целевого показателя Q/CAPEX

более детальную картину разработки, чем учет всех проектов в отдельности. В текущих условиях вводится в разработку 24 % ОИЗ, при успешном тиражировании проектов Технологической стратегии – дополнительно еще 15 %. Для вовлечения в

разработку 70 % неразрабатываемых запасов требуется найти технологии, увеличивающие показатель Q/CAPEX в 3 раза, а для вовлечения самых нерентабельных кустов – до 15 раз (рис. 4).

ВЫВОДЫ

1. Внедрение новых технологий оказывает существенное влияние на разработку запасов и должно быть учтено в виде дополнительных опций при составлении долгосрочных программ развития активов.
2. Требуется централизованная оценка эффекта от тиражирования технологических проектов для учета их синергии и исключения дублирования эффектов.
3. Корректный учет эффекта от внедрения проектов позволяет оценить технико-экономический потенциал активов и сформировать новые цели для поиска более эффективных технологий.

Список литературы

1. Guyaguler B., Ghorayeb K. Integrated optimization of field development, planning, and operation // SPE102557-MS. – 2006.
 2. Technology Development in Upstream Division of Gazprom Neft / V.V. Yakovlev, M.M. Khasanov, D.O. Prokofiev [et al.] // Journal of Petroleum Technology. – 2017. – V. 69. – № 4. – P. 56-60.
 3. Integrated Field Development - Improved Field Planning and Operation Optimization / F. Serbini, Wee L. Kok, L.H. Wong, N.G. Bustamante // SPE 14010-MS. – 2009.
 4. Комплексный подход к формированию инвестиционных проектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / М.В. Окунев, Е.В. Пономарев, Т.Ч. Фатхуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 14-16.
- Reference**
1. Guyaguler B., Ghorayeb K., *Integrated optimization of field development, planning, and operation*, SPE 102557-MS, 2006.
 2. Yakovlev V.V., Khasanov M.M., Prokofiev D.O., Filimonova V.R., Shushkov A.V., *Technology development in upstream division of Gazprom Neft*, Journal of Petroleum Technology, 2017, V. 69, no. 4, pp. 56-60.
 3. Serbini F., Kok Wee L., Wong L.H., Bustamante N.G., *Integrated field development - Improved field planning and operation optimization*, SPE 14010-MS, 2009.
 4. Okunev M.V., Ponomarev E.V., Fathullin T.C., Asmandiyarov R.N. et al., *Multifaceted approach to Slavneft-Megionneftegas investment projects development* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 12, pp. 14-16.

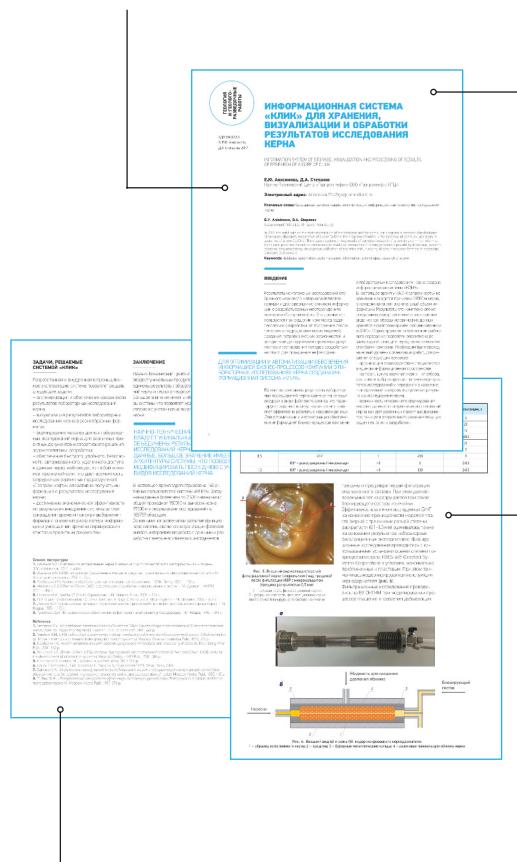
ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

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.



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 и тезисы на русском и английском языках.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

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

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

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

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

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

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

ЦИФРОВАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Создание цифровых двойников наших производств и внедрение элементов искусственного интеллекта позволяет нам контролировать путь нефти от скважины до заправки машины на АЗС. А технологии анализа больших данных помогают прогнозировать работу сложнейшего оборудования и принимать оптимальные решения.



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU