

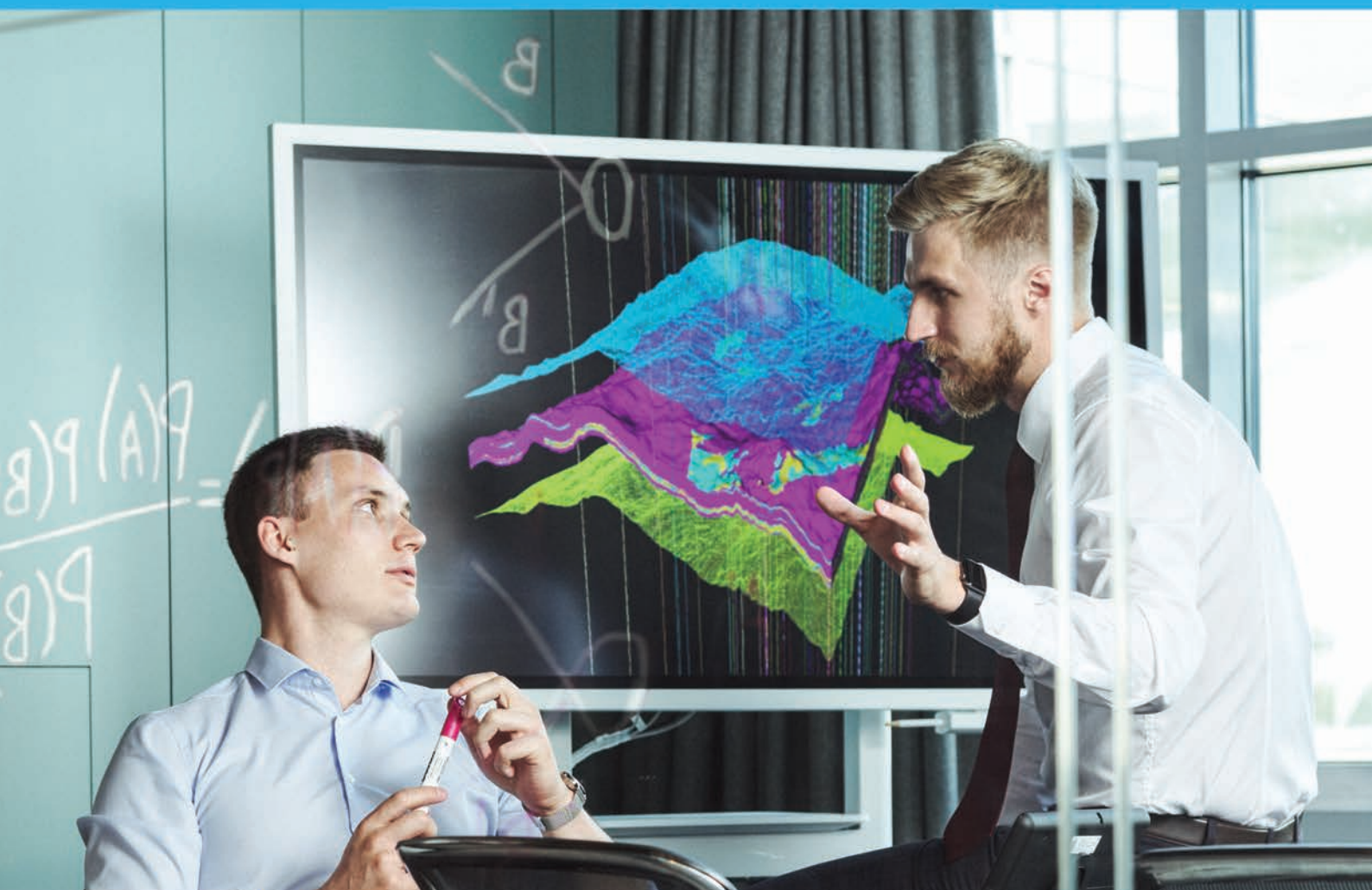
18
стр. Возможности
геомеханического
моделирования в условиях
трещиноватых коллекторов

25
стр. Методическая основа
планирования ОПР
по освоению
баженовской свиты

45
стр. Применение мультискважинной
деконволюции при
гидродинамических
исследованиях скважин

Технология и опыт применения мультискважинной
деконволюции на реальном месторождении

стр. 56





I КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ В СУРОВОМ КЛИМАТЕ и II КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫМ МЕТОДАМ ДЛЯ МОРСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

27-29 ноября 2019 года
Ставангер, Норвегия

ДЛЯ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ
УЧАСТНИКОВ БЕЗ ДОКЛАДОВ
УЧАСТИЕ БЕСПЛАТНО

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ

- » Ветровая техника и возобновляемая энергия
- » Современные вычислительные методы и их приложения
- » Вычислительная механика и оптимизация проектирования
- » Управление структурной целостностью и продление сроков службы сооружений
- » Освоение нефтегазовых месторождений в холодном климате
- » Освоение энергоресурсов в Арктике
- » Технологии в upstream с акцентом на Крайний Север
- » Студенческая сессия
- » Специальная сессия: «50 лет успеха подводных технологий в Норвегии»,
представление книги и выступление проф. Арнфинна Нергорда

ОРГАНИЗАТОРЫ



ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



РЕГИСТРАЦИЯ И ВСЯ
СОПРОВОДИТЕЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ

<http://www.ux.uis.no/COTech/CFP.htm>



НОВОСТИ КОМПАНИИ

4

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

11

Баюк И.О., Дубиня Н.В., Тихоцкий С.А.

Проблемы петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов

Bayuk I.O., Dubinya N.V., Tikhotskiy S.A.

Some problems of Rock Physics modeling of fractured carbonate reservoir rocks

18

Дубиня Н.В.

Закономерности в пространственной ориентации и положении флюидопроводящих естественных трещин в окрестностях крупных разломов

Dubinya N.V.

Tendencies in hydraulically conductive natural fractures' spatial orientations and distribution in vicinities of major faults

25

Алексеев А.Д., Гаврилов А.Е.

Методические основы построения объемных петрофизических моделей нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов по результатам специальных исследований керна

Alekseev A.D., Gavrilov A.E.

Methodical bases for the construction of integrated petrophysical models of unconventional and complex reservoirs based on the special core analysis results

35

Исмагилова Л.Р.

Прогнозирование зон засоления песчаников ботубинского горизонта на примере Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь)

Ismagilova L.R.

The prediction of salted zones of Botuobinskiy formation sandstone on the example of Chayandinskoye field (East Siberia)

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

41

Паздерин Д.С., Аксенов Д.В., Ерошкин А.Е., Федорова А.В.

Корректность определения глубины сезонного оттаивания грунтов в условиях криолитозоны

Pazderin D.S., Aksenov D.V., Eroshkin A.E., Fedorova A.V.

Correctness of determining the seasonal thawing depth in a cryolithic zone

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

45

Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.

Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики

Kryganov P.V., Afanaskin I.V., Volpin S.G.

Multiwell deconvolution application in the inverse solution of underground hydrodynamics

51

Хасанов М.К., Столповский М.В., Гималтдинов И.К.

О нагреве пористой среды при образовании газовых гидратов

Khasanov M.K., Stolpovskii M.V., Gimaltdinov I.K.

Heating of a porous medium in the formation gas hydrate

56

Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Мусалеев Х.З., Маргарит А.С.,
Асмандияров Р.Н., Котежеков В.С., Каешков И.С., Биккулов М.М.

Анализ межскважинного взаимодействия с помощью мультискважинной деконволюции для повышения эффективности системы поддержания пластового давления

Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Krichevskiy V.M., Musaleev Kh.Z., Margarit A.S.,
Asmандияров R.N., Kotezhnikov V.S., Kaeshkov I.S., Bikkulov M.M.

Well interference analysis by multiple well deconvolution for pressure maintains system optimization

62

Кашапов Д.В., Продан А.С., Бочкарев А.В., Коробицын Д.А., Торба Д.И.,
Родионов В.В., Янаев А.М., Кузнецов В.А., Буков О.В.

Разработка прогнозной характеристики развития стимулированного объема пласта в баженовской свите при проведении многостадийного гидроразрыва пласта с различными геолого-геомеханическими свойствами

Kashapov D.V., Prodan A.S., Bochkarev A.V., Korobitsyn D.A., Torba D.I., Rodionov V.V.,
Yanaev A.M., Kuznetsov V.A., Bukov O.V.Development forecast characteristics of extension stimulated reservoir volume (SRV) in Bazhenov
formation during multistage hydraulic fracturing with various geological-geomechanical properties

68

Анкудинов А.А., Полякова Н.С., Радевич Ю.Е.

Мониторинг разработки месторождения с использованием статистических методов анализа на примере перфорационных работ

Ankudinov A.A., Polyakova N.S., Radevich Y.E.

Analysis of oilfield development with the use of the data mining methods

73

Казakov Е.Г., Файзуллин И.Г., Сайфутдинов Э.Ф., Корепанов А.А.,
Чебыкин Н.В., Конопелько А.Ю.

Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабовыраженных барьеров с низким контрастом напряжений

Kazakov E.G., Fayzullin I.G., Sayfutdinov E.F., Korepanov A.A., Chebykin N.V.,
Konopelko A.Yu.Optimization of multistage hydraulic fracturing technologies in reservoirs with close oil-gas
and water-oil contacts and the presence of weak barriers with low stress contrast

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

78

Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р.

Моделирование течения затопленных струй углеводородов с целью ликвидации техногенных разливов

Gimaltdinov I.K., Kildibaeva S.R.

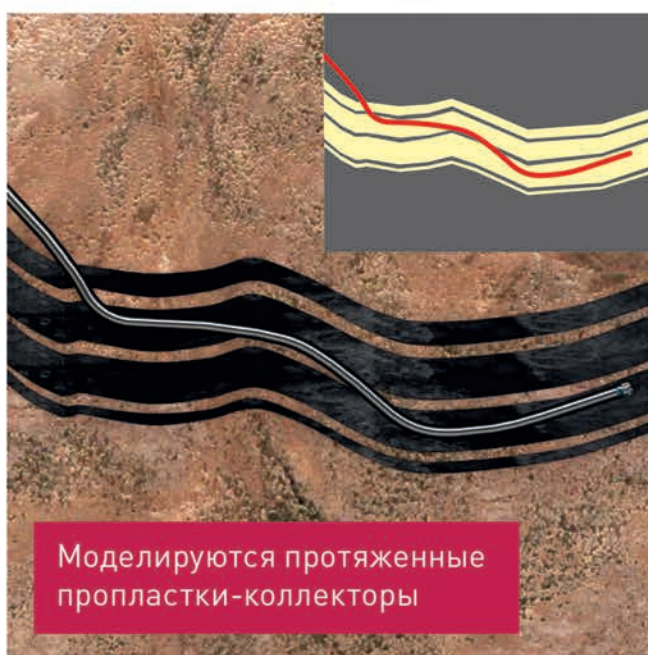
The flow of submerged jets for the elimination of man-made spills

Когда детальность определяет результат

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

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

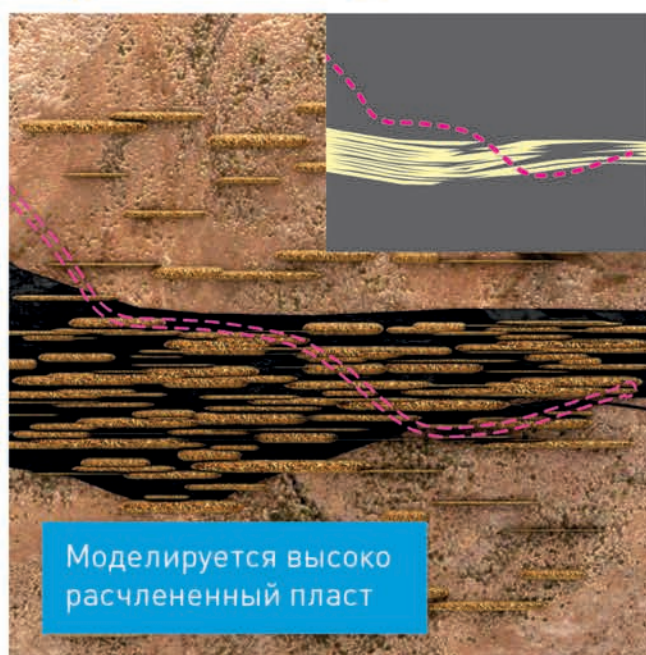
ОБЫЧНАЯ МОДЕЛЬ



ОШИБКА:

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

МОДЕЛЬ ВЫСОКОЙ ДИСКРЕТНОСТИ



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

+5%

прирост добычи
за счет повышения
эффективности
проходки



**ЭЛЕКТРОННАЯ
РАЗРАБОТКА
АКТИВОВ**

РАЗРАБОТАНА ПЕРВАЯ РОССИЙСКАЯ ПРОГРАММА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» в составе российского консорциума разработал первый отечественный цифровой продукт, способный моделировать процесс формирования трещин гидроразрыва пласта (ГРП) для увеличения добычи нефти. По предварительным оценкам, технология позволит на 10–20 % точнее воспроизводить характеристики трещин при моделировании подземных операций. Это обеспечит до 5 % прироста добычи углеводородов по каждой скважине.

Проект реализован в консорциуме с МФТИ, Сколтехом, Санкт-Петербургским политехническим университетом и Институтом гидродинамики при участии Министерства образования и науки Российской Федерации. Цифровой продукт нацелен на повышение эффективности ГРП на месторождениях со сложными запасами и будет доступен для всех российских нефтяных компаний.

Гидроразрыв пласта применяется для увеличения притока нефти к скважинам. Эта сложная операция проводится на глубине в несколько километров, где происходит создание управляемых искусственных трещин в нефтяном пласте. По данным трещинам нефть быстрее попадает в скважины, что позволяет разрабатывать низкопроницаемые коллекторы. Новый цифровой инструмент дает возможность специалистам повысить точность методов разработки

активов, продлевать период эксплуатации зрелых месторождений, а также повышать рентабельность разработки сложных запасов нефти и газа.

«Сегодня цифровые разработки – один из способов осваивать сложные запасы и контролировать себестоимость добычи. Вместе с нашими партнерами мы создали первый российский симулятор ГРП, который по многим параметрам опережает доступные на мировом рынке инструменты. Это проект будет служить дальнейшему развитию не только нашей компании, но и всей российской нефтегазовой отрасли», — отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Цифровые инструменты в современной нефтедобыче – это объективная необходимость. Обработка больших массивов данных, сокращение рутинных операций и моделирование сложных процессов позволяют нам добывать нефть, которая раньше была недоступна. Как технологический лидер российской нефтегазовой отрасли «Газпром нефть» разрабатывает и внедряет решения, которые будут востребованы и другими компаниями», — отметил директор по науке Блока разведки и добычи «Газпром нефти» Марс Хасанов.



НА МЕССОЯХЕ ПОСТРОЯТ УНИКАЛЬНОЕ ХРАНИЛИЩЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

«Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Газпром нефти» и «НК «Роснефть», получил лицензию на строительство и эксплуатацию хранилища попутного нефтяного газа (ПНГ) на Западно-Мессояхском месторождении (ЯНАО, Гыданский п-ов). Хранилище позволит активу обеспечить выполнение целевого показателя по утилизации ПНГ, добываемого в ходе разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. Проект планируется реализовать в 2020 году.

Решение закачивать ПНГ с одного нефтеносного месторождения в газовые пласты соседнего участка является уникальным для нефтедобывающей отрасли и позволит эффективно распорядиться природными ресурсами Заполярья. Сейчас в рамках реализации проекта на Восточно-Мессояхском месторождении ведутся строительство компрессорной станции мощностью 1,5 млрд м³ газа в год, монтаж и укладка первых километров газопровода. На Западно-Мессояхском месторождении в 2019–2020 гг. будут построены две кустовые площадки с наклонно направленными скважинами для закачки ПНГ в газовую залежь площадью 92 тыс. м² со средней эффективной газонасыщенной толщиной 17,5 м. При строительстве объектов подготовки и транспортировки газа планируется использовать основное оборудование только отечественного производства.

Виктор Сорокин, генеральный директор «Мессояханефтегаза»: «Проект по рациональному использованию попутного нефтяного газа предполагает одновременное строительство нескольких крупных объ-

ектов газовой инфраструктуры на территории двух лицензионных участков актива – Восточном и Западном. Это требует от команды „Мессояхи“ синхронизации сложных процессов, точного соблюдения графика завоза оборудования и ресурсов в арктическую автономию, безопасного выполнения работ. Лицензия на строительство и эксплуатацию подземного хранилища и объектов газовой инфраструктуры позволит нефтедобывающему предприятию реализовать нестандартный проект, имеющий большое значение для экологии материковой Арктики».

Справка

Группа Мессояхских месторождений включает Восточно-Мессояхский и Западно-Мессояхский участки, расположенные на Гыданском п-ове Ямало-Ненецкого автономного округа. По разведанным запасам углеводородов эти месторождения относят к уникальным. Проект реализуется в условиях ограниченного доступа к транспортной и промышленной инфраструктуре. Лицензии на оба блока принадлежат «Мессояханефтегазу», который паритетно контролируют «Газпром нефть» и «НК «Роснефть». «Газпром нефть» выполняет функции оператора проекта. Старт эксплуатации Восточно-Мессояхского месторождения 21 сентября 2016 года в режиме телемоста дал Президент России Владимир Путин. В 2018 г. годовой объем добычи на Восточно-Мессояхском месторождении составил 4,5 млн т нефти.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ», ПРАВИТЕЛЬСТВО ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ И ТЮМГУ ДОГОВОРИЛИСЬ О СОЗДАНИИ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА В ТЮМЕНИ

На Петербургском международном экономическом форуме подписано соглашение о намерениях стратегического партнерства между «Газпром нефтью», Правительством Тюменской области и Тюменским государственным университетом (ТюмГУ). Стороны договорились о совместной работе по созданию научно-образовательного центра (НОЦ) в Тюмени. Документ подписали первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев, губернатор Тюменской области Александр Моор и ректор Тюменского государственного университета Валерий Фальков.

Тюменский НОЦ станет одним из 15 научно-образовательных центров мирового уровня, создаваемых в рамках федерального национального проекта «Наука» в регионах России. Он объединит научные потенциалы «Газпром нефти» и вузов, исследовательских центров Тюменской области и входящих в нее Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. На базе центра будут выполняться совместные научно-исследовательские проекты, разрабатываться технологии и готовиться кадры для нефтегазовой отрасли. Стороны договорились о реализации совместных образовательных программ магистратуры, аспирантуры, дополнительного образования, проведении конференций, сессий и семинаров.

«Газпром нефть» и ТюмГУ уже совместно реализуют единственную в стране программу по подготовке специалистов по интегрированному инжинирингу, объединяющему все этапы разработки месторождения. Прием в магистратуру «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа» ведется с 2016 года. Кроме того, в университете при поддержке «Газпром нефти» действует программа дополнительного профессионального образования «HSE Менеджмент».

«Как технологический лидер российской нефтегазовой отрасли „Газпром нефть“ сотрудничает с ведущими научными партнерами по всей стране, формируя новую инновационную среду. Сегодня в числе наших партнеров около 30 крупных российских научных центров. Новый НОЦ, работающий в ключевых регионах деятельности „Газ-

пром нефти“, позволит объединить наши интеллектуальные ресурсы для создания передовых отечественных технологий и подготовки квалифицированных кадров», — отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Взаимодействие с „Газпром нефтью“ — пример успешного сотрудничества университета и бизнеса. Поддержка компании позволяет нам развивать новые перспективные направления, применять инновационные образовательные технологии. В рамках создаваемого Западно-Сибирского НОЦ магистральными направлениями станут, среди прочего, арктические и нефтегазовые проекты. Соответственно взаимодействие с таким серьезным индустриальным партнером в полной мере отвечает логике нацпроектов в области образования, науки и современных технологий», — подчеркнул ректор Тюменского государственного университета Валерий Фальков.

«Газпром нефть» — наш стратегический партнер. Мы создаем НОЦ тремя субъектами РФ. «Газпром нефть» работает на территории всех этих регионов, в Тюменской области, на Ямале и в Югре. Это означает, что интересы компании пересекаются с экономиками всех трех субъектов. «Газпром нефть» сегодня — одна из самых инновационных компаний в нефтегазовом секторе. Она давно ведет самостоятельную и активную деятельность, сотрудничает со всеми крупными вузами, в том числе с тюменскими. На мой взгляд, это очень органичное сочетание, когда мы предложили, а компания согласилась стать нашим партнером в создании НОЦ. Очень важно, что НОЦ — это не только наука и вузы, без надежного партнера — это неработающая система. И в этом смысле мы видим «Газпром нефть» не только как заказчика, но и как будущего потребителя технологий, которые в НОЦ будут созданы. Я уверен, что наше сотрудничество уже в ближайшее время принесет свои результаты», — отметил губернатор Тюменской области Александр Моор.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПЕРВОЙ В РОССИИ ПРИМЕНИЛА БЕСПИЛОТНИКИ ДЛЯ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ

«Газпром нефть» первой в России успешно применила беспилотные летательные аппараты для проведения одного из видов геолого-разведочных работ – многоуровневой магнитометрической съемки. Технология была успешно испытана на Новопортовском месторождении. Отечественные беспилотники, специально модифицированные для этого проекта, исследовали территорию площадью 100 км² в 10 раз быстрее, чем это можно было сделать на земле, и в 2 раза дешевле, чем традиционные методы с привлечением самолетов. Технология позволяет вести геологоразведку даже самых труднодоступных участков в любое время года.

Магнитометрическая съемка позволяет получать первичную информацию о строении пород по измерению геомагнитного поля на поверхности. Эта информация помогает спланировать последующие этапы исследования территорий.

Магниторазведку традиционно проводят как на земле, так и с воздуха с использованием самолетов и вертолетов. Для получения достаточной информации исследования одной и той же тер-

ритории нужно повторить несколько раз на разных высотах. Гораздо дешевле провести такую многоуровневую съемку можно с беспилотных летательных аппаратов – они достаточно легкие и маневренные, чтобы летать в нужном диапазоне высот от 50 до 800 м. Беспилотники могут работать в диапазоне температур от -30 до +40 °С. На Новопортовском месторождении они совершали вылеты продолжительностью до 1,5 ч и протяженностью 35–55 км на скорости 40–60 км/ч. Планируется, что в дальнейшем технология будет применяться для изучения территорий севера Западной Сибири – на полуостровах Ямал, Таймыр, Гыдан.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЛА И УСПЕШНО ИСПЫТАЛА НОВЫЕ СВЕРХТВЕРДЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» успешно испытал прототип резцов для бурового оборудования с применением нового сверхтвердого материала – пентаборида вольфрама. Уникальный материал, разработанный по заказу «Газпром нефти», на 30 % прочнее и в 2 раза устойчивее к высоким температурам, чем применяемые сегодня в производстве резцов аналоги.

В работе над проектом вместе с экспертами «Газпром нефти» участвовали специалисты Сколтеха и Института физики высоких давлений им. Л.Ф. Верещагина Российской академии наук. На первом этапе проекта коллектив ученых Сколтеха под руководством профессора Артема Оганова с помощью собственного цифрового алгоритма USPEX спрогнозировал новые сверхтвердые материалы с желаемыми свойствами. Затем спрогнозированные новые структуры удалось синтезировать и исследовать в Институте физики высоких давлений РАН (г. Троицк). Соединение получило название пентаборид вольфрама. В настоящее время успешно завершена еще одна фаза проекта – из новых материалов изготовлены и успешно испытаны пластины – прототипы будущих резцов буровых долот.

Тестовые испытания проводились на граните. Проверка подтвердила, что образцы из новых материалов на 30 % тверже, чем победит и его аналоги. Была подтверждена и устойчивость пентаборида вольфрама к высоким температурам – он выдерживает температуры до 2200 °C.

Сейчас Научно-Технический центр «Газпром нефти» продолжает исследовать способы производства новых материалов и изделий на их основе на промышленном оборудовании.

«Успешное развитие проекта по созданию буровых долот с использованием новых материалов – показатель качества нашего взаимодействия с научными и академическими партнерами. В совместных разработках мы решаем задачи, актуальные для всей нефтегазовой отрасли и для многих других сфер промышленности», – отметил директор по науке Блока разведки и добычи «Газпром нефти» Марс Хасанов.



НА ВОСТОЧНОЙ МЕССОЯХЕ ПОСТРОЕНЫ НОВЫЕ СКВАЖИНЫ ПО КОНСТРУКЦИИ «ФИШБОН» ПОВЫШЕННОЙ ПРОЧНОСТИ

«Мессояханефтегаз» успешно завершил строительство новой высокотехнологичной горизонтальной скважины на Восточно-Мессояхском месторождении.

Скважина выполнена по конструкции «фишбон» с восемью боковыми стволами. Такая технология позволяет максимально вовлечь в разработку разрозненные участки основного продуктивного пласта арктического месторождения и повышает коэффициент извлечения нефти. Бурение велось менее 25 суток, глубина по стволу превысила 3 км, общая проходка по скважине составила 7,3 км. При строительстве скважин по конструкции «фишбон» «Мессояханефтегаз» осуществил операцию двухсекционного спуска в открытый ствол скважины обсадной колонны, которая защитит конструкцию от обрушения и потенциально повысит срок ее дальнейшей эксплуатации. Горизонтальная секция скважины вместе с восемью боковыми стволами выполнена без остановки работы бурового оборудования. Индекс сложности бурения (Drilling Difficulty Index, DDI) при строительстве этой высокотехнологичной скважины составил 6,9 – это один из самых высоких показателей в нефтяной отрасли.

Несколькими неделями ранее «Мессояханефтегаз» завершил на Восточно-Мессояхском месторождении строительство аналогичной скважины с семью ответвлениями. Горизонтальный ствол длиной 1,5 км также был укреплен обсадной колонной. Общая проходка по скважине составила 5,3 км, индекс сложности бурения (DDI) – 6,7. Стартовый дебит по каждой из этих высокотехнологичных скважин оценивается в 100 т/сут. «При разработке трудноизвлекаемых запасов Восточно-Мессояхского месторождения команда предприятия делает ставку на высокотехнологичное бурение. Мы продолжаем наращивать число боковых стволов в горизонтальных скважинах конструкции «фишбон», подбираем к разным пластам и участкам индивидуальные методы заканчивания, внедряем технологии, позволяющие максимально продлить срок эксплуатации мессояхских скважин. Это помогает нам эффективно и рентабельно добывать нефть в сложных условиях арктического региона», – подчеркнул генеральный директор «Мессояханефтегаз» Виктор Сорокин.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗРАБОТАЛА СУПЕРКОМПЬЮТЕР ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СИБИРИ И АРКТИКИ

«Газпром нефть» построила в Санкт-Петербурге вычислительный кластер для создания цифровых двойников нефтяных месторождений. По скорости передачи данных между узлами он превосходит многие российские суперкомпьютеры. Новая распределенная система вычислений способна обрабатывать свыше 100 Гбит в секунду, что позволяет до 5 раз ускорить процесс цифрового моделирования. Цифровые модели месторождений помогают специалистам принимать обоснованные инвестиционные решения, планировать будущую инфраструктуру активов и уровень добычи углеводородов. Компьютерная обработка 3D моделей требует анализа множества вариантов по физическим, инженерным и экономическим параметрам. Для этого в новом проекте «Газпром нефти» используются кластерные параллельные вычисления, в которых каждая задача разбивается на несколько одновременных процессов, благодаря чему повышаются скорость и эффективность ее решения.

Вычислительный кластер успешно применен специалистами Научно-Технического центра «Газпром нефти» для подготовки расчетов при освоении Вынгаяхинского (ЯНАО) и Шингинского (Томская область) месторождений. В ходе пилотного проекта суперкомпьютер показал производительность на уровне не менее 16 ТФлопс (16 трлн операций в секунду). Для примера, подобные мощности сопоставимы с работой 160 обычных компьютеров. Основой сети обмена данными стал продукт Omni-Path от компании Intel. Расчеты проводятся с использованием видеокарт (GPU), которые дают воз-

можность дополнительно увеличить скорость вычислений.

Помимо увеличения скорости создания 3D моделей, вычислительный кластер «Газпром нефти» позволяет делать их более детальными и точными относительно аналогов, создаваемых на основе действующих на рынке систем. Это является преимуществом при решении задач гидродинамического моделирования, которые нельзя решить на существующих в России суперкомпьютерах с подобной производительностью.

В ближайшей перспективе, вычислительные мощности нового кластера также будут задействованы при работе с месторождениями Оренбургского региона и Сахалина. В дальнейшем, проект планируется использовать для повышения эффективности освоения активов «Газпром нефти» в арктическом регионе.

«Для сохранения технологического лидерства в российской нефтегазовой отрасли наша компания использует уникальные инструменты, оптимизирующие все бизнес-процессы. Мы внедряем технологии, позволяющие точнее и быстрее принимать взвешенные решения для рентабельной добычи сложных запасов. Новый вычислительный кластер – важный шаг в развитии ИТ-системы компании», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



ПРОБЛЕМЫ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

И.О. Баяк, д.ф.-м.н., Н.В. Дубиня, к.ф.-м.н., С.А. Тихоцкий, д.ф.-м.н.

Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

УДК 550.8.072

© И.О. Баяк,
Н.В. Дубиня,
С.А. Тихоцкий, 2019

Электронные адреса: ibayuk@ifz.ru, dubinya.nv@gmail.com, sat@ifz.ru

В работе рассмотрены основные проблемы петроупругого моделирования трещиноватых карбонатных пород. К таким проблемам относятся: выбор метода Rock Physics для связи параметров модели с измеренными упругими свойствами; построение модельной среды, адекватно отражающей особенности внутреннего строения породы в рассматриваемом масштабе; соответствие масштабов, в которых строится петроупругая модель и измерены упругие свойства породы. Уделено внимание сложнопостроенным карбонатным коллекторам, в которых неучтенные особенности распределения изометричной пористости, проводящие к изменению скоростей упругих волн, могут быть ошибочно интерпретированы как влияние трещиноватости. Особое внимание уделено петроупругому моделированию трещиноватости в масштабе сейсмических работ, которое основано на результатах геомеханического моделирования.

Ключевые слова: трещиноватые карбонатные коллекторы, петроупругое моделирование, анизотропия, геомеханическое моделирование

SOME PROBLEMS OF ROCK PHYSICS MODELING OF FRACTURED CARBONATE RESERVOIR ROCKS

I.O. Bayuk, N.V. Dubinya, S.A. Tikhotskiy

Schmidt Institute of Physics of the Earth Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

This paper addresses burning problems of Rock Physics modeling as applied to carbonate rocks. These problems include: a choice of Rock Physics method to relate the model's parameters with experimentally measured elastic properties; construction of a model medium that reliably describes the rock microstructure at respective scale; a correspondence of Rock Physics model scale with the experimental scale. Special attention is paid to reservoir rocks of complex structure. For these rocks, incorrect description of isometric porosity distribution may lead to erroneous interpretation of change in velocities as effect of fractures. A separate section is devoted to Rock Physics modeling of fractured rocks at the seismic scale, which is based on results of geomechanical modeling.

Keywords: fractured carbonate reservoir rocks, Rock Physics modeling of elastic properties, anisotropy, geomechanical modeling

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-11-17

Работа выполнена в рамках Государственного задания ИФЗ РАН

ВВЕДЕНИЕ

Термин «трещиноватый коллектор», как правило, является характеристикой карбонатной породы, поскольку этот тип коллектора углеводородов обладает наибольшей хрупкостью по сравнению с коллекторами другого типа. Трещины в карбонатных коллекторах проявляются в разных масштабах и имеют разное происхождение и геометрические характеристики. В масштабе зерна это в основном трещины между границами зерен. Поскольку зерна карбонатных минералов (кальцита, доломита), как правило, имеют хаотическую ориентацию, эти трещины ориентированы также хаотически. В масштабе геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических наблюдений в карбонатных породах наблюдаются системы трещин, имеющих преимущественную ориента-

цию, которая обусловлена напряжениями, действующими в массиве пород.

Объемная концентрация трещин в породе обычно невелика (десятые доли процента). Однако наличие трещин в коллекторе способствует флюидоперетокам между более изометричными пустотами (порами, кавернами), поэтому определение зон повышенной трещиноватости является одним из приоритетных направлений разведочной геофизики.

Для повышения достоверности интерпретации полевых геофизических данных используют петроупругое моделирование, которое позволяет интерпретировать измеренные упругие характеристики пород в терминах параметров, характеризующих их пустотное пространство. Такими параметрами могут быть объемная концентрация пустот разного типа (трещин,

пор, каверн), их форма и степень связности. Поскольку при петроупругом моделировании пустоты представляются в виде эллипсоидов (чаще – эллипсоидов вращения), под параметрами формы понимают аспектное отношение этих эллипсоидов. В результате вместо реальной горной породы рассматривается некая «модельная среда», в которой различные неоднородности (поры, трещины, каверны, зерна минералов, частицы органического вещества) рассматриваются либо в виде вмещающей матрицы (односвязной области), либо в виде эллипсоидальных неоднородностей. Для связи параметров модельной среды с измеренными упругими характеристиками пород используются формулы методов теории эффективных сред (методы Rock Physics) – уравнения связи. Методы Rock Physics применимы, если длина волны много больше размера неоднородностей, и этих неоднородностей в породе достаточно для определения статистических характеристик физических полей. Триада, состоящая из модельной среды, параметров модели и уравнений связи называется параметрической математической моделью эффективных физических (в частности, упругих) свойств породы. Успех инверсии полевых данных в терминах строения пустотного пространства пород во многом зависит от того, насколько качественно построена математическая модель его физических свойств. В настоящей работе рассмотрены проблемы построения таких моделей применительно к карбонатным коллекторам с широким разнообразием внутреннего строения, включая строение пустотного пространства. Эти проблемы были выявлены и классифицированы авторами представленной работы на основе их многолетнего опыта петроупругого моделирования.

ВЫБОР УРАВНЕНИЙ СВЯЗИ

Задача определения эффективных физических свойств сводится к учету взаимодействия многих тел и поэтому может быть решена лишь приближенно. Существует много методов теории эффективных сред, которые приводят к различным результатам, так как в каждом методе использованы различные упрощающие предположения о распределении физических полей в неоднородном теле (в частности, полей напряжений и деформаций), что непосредственно связано с особенностями распределения неоднородностей в объеме породы и их формой. Например, классический метод самосогласования [1, 2] предполагает, что каждая неоднородность может быть представлена в виде включения квази-эллипсоидальной формы. Верхняя граница Хашина-Штрикмана предполагает

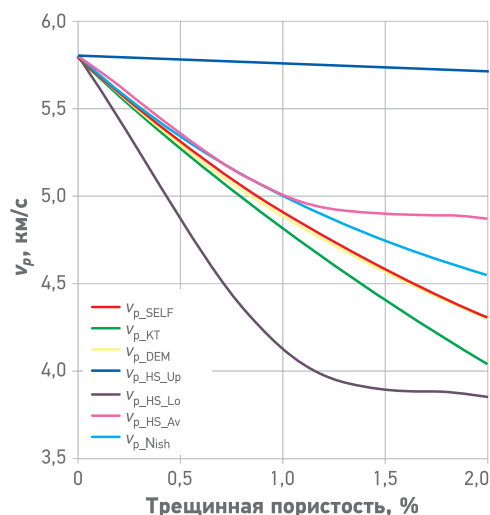


Рис. 1. Скорости упругих волн v_p в модели карбонатной породы с хаотическими трещинами, полученные с помощью различных методов Rock Physics:

индексы упругих волн: SELF – метод самосогласования; KT – метод Кастера-Токсоза; DEM – дифференциальная схема [4]; HS_Up, HS_Lo, HS-Av – соответственно верхняя, нижняя граница Хашина-Штрикмана и их усредненное значение; Nish – метод Нишизавы [5]

структуру типа «жесткая матрица – изолированные мягкие включения», а нижняя – инверсную структуру «мягкая матрица – изолированные жесткие включения» [2]. Для моделирования промежуточных структур может быть использован метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП) [1, 3], в котором степень связности компонент учитывается с помощью некоторого эмпирического параметра, изменяя который от 0 до 1, можно получить решения для эффективного тензора упругости внутри границ Хашина-Штрикмана. При выводе формул метода Кастера-Токсоза, который часто применяется для оценки эффективных упругих свойств изотропных пород, используется теория рассеяния. При этом суммируется влияние каждого единичного рассеивателя (включения) на поле деформаций матрицы. Краткая характеристика этого метода и других, наиболее простых и популярных методов Rock Physics, приведена в работе [4]. Большая часть этих методов применима лишь к изотропным средам, а для анизотропных сред рассматривается только случай изотропных компонентов.

На **рис. 1** показаны скорости продольных упругих волн, полученные с помощью различных методов Rock Physics, для модели карбонатной породы с хаотическими трещинами (аспектное отношение 0,003), заполненными пластовым флюидом (водой). Из **рис. 1** видно, что скорости упругих волн для трещинной пористости, изменяющейся от 0 до 2 %, могут различаться в пределах 40 % в зависимости от использованного метода Rock Physics.

Отметим, что для петроупругого моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов наиболее перспективным является метод ОСП, поскольку позволяет учитывать анизотропию как матрицы, так и включений (без ограничений на ее тип), а также степень связности компонентов.

Формула этого метода для самого общего случая анизотропии компонентов имеет вид [1, 3]

$$C^* = \left\langle C(r) \left[I - g(C(r) - C^C) \right]^{-1} \right\rangle \times \left\langle \left[I - g(C(r) - C^C) \right]^{-1} \right\rangle^{-1}, \quad (1)$$

где $C(r)$ – тензор упругости микронеоднородной среды (кусочно-постоянная функция координат), C^C – тензор упругости тела сравнения, который может быть произвольным и часто выбирается в виде линейной комбинации свойств матрицы (C^M) и включений (C^I): $C^C = (1 - f)C^M + fC^I$ (значения $f = 0$ и $f = 1$ позволяют получить соответственно верхнюю и нижнюю границы Хашина-Штрикмана); I – единичный тензор 4-го ранга; g – тензор, зависящий от формы включений и свойств тела сравнения (для его вычисления используются довольно громоздкие формулы, которые здесь не приводятся, но представлены в цитируемых выше работах); угловые скобки означают объемное усреднение. Для масштабирования упругих свойств, полученных в масштабе ГИС, на сейсмические частоты среда представляется как тонкослоистая. Толщина пачки слоев зависит от частоты проводимых сейсмических работ и, как показали исследования авторов, примерно равна половине длины волны, рассчитанной на этой частоте. Толщина каждого слоя соответствует шагу каротажа. Считается, что каждый слой имеет упругие свойства, полученные на этой глубине в результате проведения каротажа. Для карбонатных коллекторов каждый слой может иметь анизотропные упругие свойства. Вследствие этого определение эффективных упругих свойств каждой пачки выполняется с помощью анизотропного варианта метода Бейкуса, в котором нет ограничений на тип анизотропии слоев [1].

ВЫБОР МАСШТАБА ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ

Модельная среда, которая описана выше, должна отражать внутреннее строение породы именно в том масштабе, в котором получены экспериментальные данные. В прак-

тике геофизических работ такие масштабы определяют измерения на керне, данные ГИС и сейсморазведки. Вследствие этого при построении математических моделей эффективных физических свойств выделяются три масштаба, соответствующие этим типам работ. Строение карбонатных пород даже в масштабе образцов стандартного размера (первые сантиметры) и полноразмерного керна может быть различным. Например, в масштабе полноразмерного керна могут наблюдаться сантиметровые трещины, которых нет в стандартных образцах, поскольку они выбуривались между этими трещинами. По этой же причине расщепление поперечных волн, наблюдаемое по данным акустического дипольного каротажа, нельзя интерпретировать на основе анализа шлифов. Трещины, размер которых превышает несколько метров и которые видны на каротажных диаграммах FMI, нельзя включать в модели масштаба работ ГИС, поскольку размер таких трещин либо сопоставим с длиной волн акустического каротажа, либо превышает их (первые десятки сантиметров – первые метры).

На рис. 2 приведены акустический и сдвиговый импедансы, построенные для модели карбонатного коллектора в масштабах ГИС и сейсморазведки. Разница в значениях импедансов в зависимости от выбора масштаба модели может достигать 20 % и более.

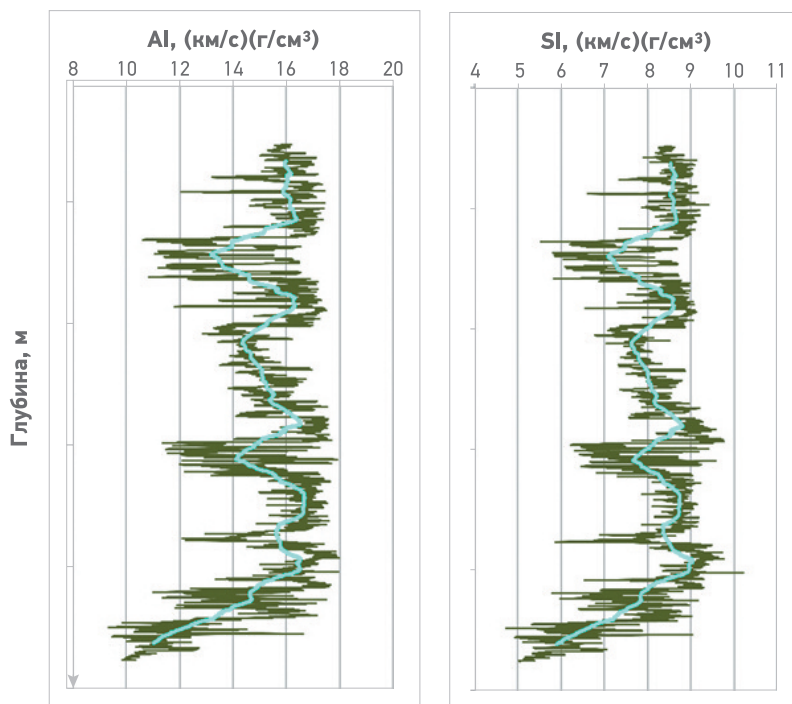


Рис. 2. Акустический (AI) и сдвиговый (SI) импедансы в масштабах соответственно ГИС и сейсморазведки

КОРРЕКТНЫЙ УЧЕТ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ ПОРОДЫ В КАЖДОМ МАСШТАБЕ

Карбонатные коллекторы обладают довольно сложным внутренним строением, поэтому применение ко всем карбонатным коллекторам одной и той же математической модели лишено смысла. В настоящее время многие коммерческие пакеты включают модель Шу-Пейна [6], которая была разработана именно для карбонатных коллекторов. В этой модели предполагается, что общая пористость представлена порами четырех типов: порами, связанными с глиной, межгранулярными порами, микротрещинами и жесткими порами (квазисферическими порами выщелачивания или кавернами). Такая модель позволяет рассматривать как изотропные, так и анизотропные породы, однако в большинстве коммерческих пакетов реализована только изотропная модель. Как правило, разделить пустотное пространство на указанные выше типы пустот на практике часто не представляется возможным. Однако следует иметь в виду, что неучет перераспределения даже квазиизометричной пористости между указанными типами может приводить к разнице в скоростях 10 % и более. Заниженные скорости ошибочно могут быть интерпретированы как индикаторы трещиноватых зон.

Другая модель анизотропного карбонатного коллектора [7] представляет пустотное пространство карбонатной породы в виде квазиизометричных хаотически ориентированных пустот и ориентированных субвертикальных трещин. Аспектное отношение каждой системы пустот описывается своей плотностью вероятности, что позволяет охватить достаточно широкий диапазон изменения формы как пор, так и трещин.

Обе модели применимы для интерпретации как данных, полученных на керне, так и результатов дипольного акустического каротажа. Однако эти модели в случае нестандартного строения пустотного пространства в масштабе керна могут дать неверный результат. В частности, для таких пород, как оолитовые известняки, или для сложнопостроенных коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) требуется построение более сложных моделей пород в масштабе керна. На **рис. 3, а** представлена фотография микроструктуры оолитового известняка, полученная с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ). Из **рис. 3** следует, что модель породы можно представить в виде вложения округлых частиц одной пористой среды (оолитов) в другую пористую среду, пористость которой не так интенсивно выражена (меньше по объему, поры менее связаны). Отметим, что матрицей обеих сред является один и тот же материал – кальцит.

На **рис. 3, б** показана модельная среда, построенная для этой породы. Поры как в оолитах, так и в матрице имеют квазисферическую форму. Помимо пор в матрице содержатся хаотические трещины, которые видны на фото при большем разрешении. Степень связности пустот в матрице и оолитах различается.

Эффективные упругие свойства модели оолитового известняка исследовались авторами в работе [8], где для определения эффективных упругих свойств использовался метод ОСП. В работе [8] показано, что для одного и того же значения общей пористости породы (22 %) перераспределение пор между оолитами и вмещающей их порово-трещинной средой может привести к вариациям скоростей продольных и поперечных волн, достигающим 40 %. Как уже отмечалось выше при обсуждении модели Шу-Пейна, заниженные скорости могут быть ошибочно объяснены влиянием трещиноватости, которой в породе может и не быть. На **рис. 4** приведены фотографии полноразмерного керна известняка ЮТЗ. Из **рис. 4** видно, что порода достаточно неоднородна. Участки мелкопористого доломита (пористость до 2 %) (серый цвет) сменяются зона-

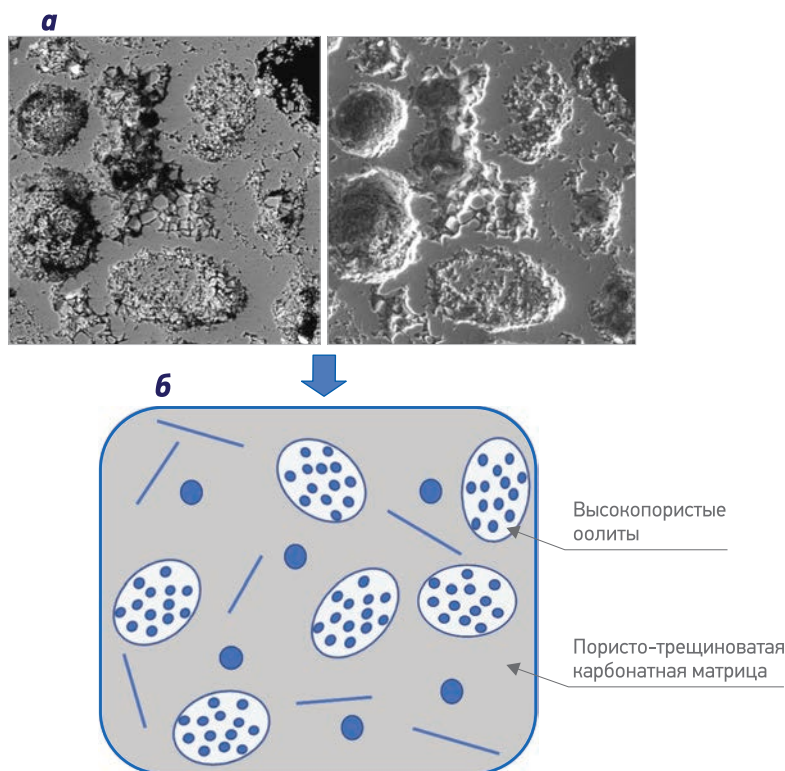


Рис. 3. Фотография оолитового известняка, сделанная В.А. Цельмовичем (ГО Борок ИФЗ РАН) с помощью РЭМ (а), модельная среда этой породы в масштабе керна (б)

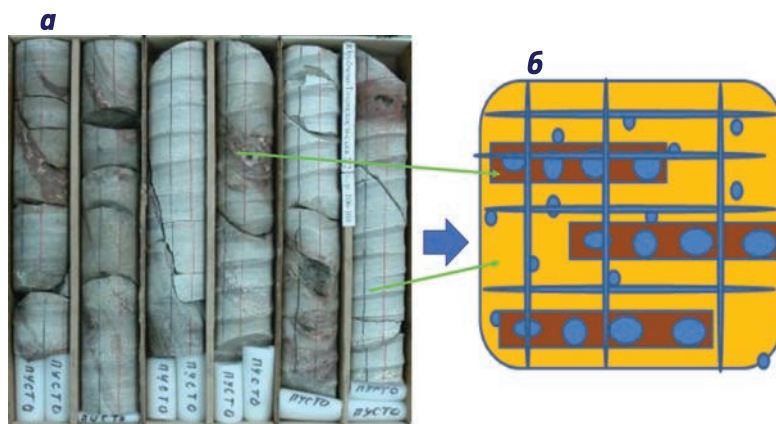


Рис. 4. Фотография керн, сделанная О.В. Постниковой (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), (а) и модельная среда в масштабе ГИС пород ЮТЗ (б) [9]

ми повышенной кавернозности (коричневый цвет). При этом каверны развиваются в веществе иного минерального состава. Вследствие разного строения, состава и объема пустотного пространства упругие свойства образцов, выбуренных из «серых» и «коричневых» зон, сильно различаются, однако в масштабе керн проявляется изотропность упругих свойств. При этом тренды «скорость – пористость», полученные на таких образцах керн, будут существенно отличаться как друг от друга, так и от трендов, полученных по данным ГИС, поскольку эта порода в метровом масштабе работ ГИС будет иметь совершенно иное строение. Модельная среда для масштаба ГИС будет составной (см. рис. 4). Пористая доломитовая матрица будет представлять собой вмещающую среду для вытянутых включений кавернозного материала. Кроме того, согласно описаниям полноразмерного керн в породе наблюдаются субвертикальные трещины и стилолитовые швы. При таком строении эффективные упругие свойства этой породы в масштабе работ ГИС будут относиться к орторомбическому типу симметрии. В работе [9] показано, как с помощью описанного моделирования удалось оценить распределение объемной концентрации пустот различного типа (матричной, трещинной и кавернозной пористости) вдоль ствола скважины, вскрывающей этот коллектор.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В МАСШТАБЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В отличие от предыдущих масштабов, где трещины либо различимы визуально на керне (стандартном и полноразмерном), либо проявляются по данным дипольного акустического или FMI каротажа, определить, какие именно трещины оказывают влияние на сейсмические скорости и спо-

собны ли они фильтровать флюид, достаточно сложно. Ориентация трещин и их распределение в объеме породы в сейсмическом масштабе зависят от напряженного состояния и его истории. Для определения этих характеристик трещиноватости необходимо знать распределение в объеме среды компонент тензоров напряжений и накопленной необратимой деформации. Для получения этих величин требуется выполнить трехмерное геомеханическое моделирование. В исследованиях авторов использована упруго-пластическая модель, в которой для каждой ячейки расчетной модели определяются не только компоненты тензора напряжений и деформаций, но и накопленные пластические деформации.

При моделировании предполагается, что изменение интенсивности пластических деформаций определяется трещиноватостью: возникновением новых трещин и раскрытием уже существующих закрытых трещин. Принимается гипотеза, что относительная интенсивность сдвиговой пластической деформации (отношение текущего значения к максимальному) прямо пропорциональна трещинной пористости. Это предположение используется в дальнейшем для определения границ возможного изменения трещинной пористости при решении обратной задачи ее оценки по данным сейсморазведки. Найденные значения компонент тензора напряжений используются для оценки флюидопроводящих трещин в объеме породы [10, 11]. С этой целью в рамках трехмерного геомеханического моделирования рассчитываются величины и направления главных напряжений. Для произвольно ориентированной трещины по полученным значениям можно определить нормальное и тангенциальное напряжения, действующие на ее поверхности. Среди произвольно ориентированных трещин выделяются критически на-

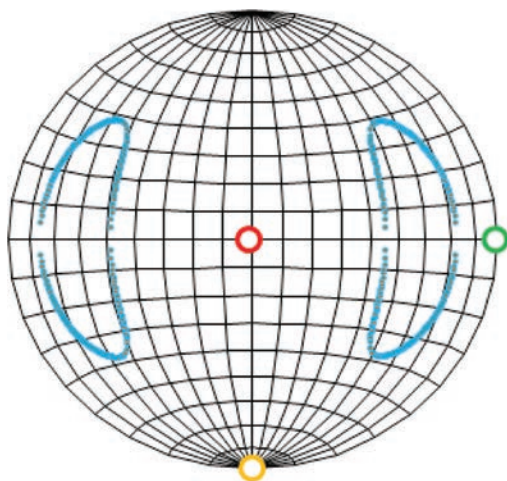


Рис. 5. Пример определения области возможных ориентаций критически напряженных трещин на стереограмме (красная, желтая и зеленая точки – направление действия соответственно максимального, промежуточного, минимального главного напряжения; голубые точки ограничивают область возможных ориентаций критически напряженных трещин)

пряженные трещины, т.е. такие, для которых тангенциальное напряжение больше или равно произведению нормального напряжения и коэффициента внутреннего трения. Границы таких трещин могут сдвигаться относительно друг друга. Часто говорят, что такие трещины могут распространяться. Пример определения области критически напряженных трещин для некоторого напряженного состояния (максимальное главное напря-

жение равно 80 МПа, промежуточное – 30 МПа, минимальное – 20 МПа, одна из главных осей субвертикальна) приведен на **рис. 5**. Используется гипотеза о том, что критически напряженные трещины являются флюидопроводящими [12] и оказывают существенное влияние на скорости сейсмических волн. Второе предположение может быть обосновано тем, что такие трещины являются трещинами сдвига, и вероятность их соединения больше, чем у тех, которые не являются критически напряженными. Соединение трещин приводит к повышению связности пустотного пространства, что в свою очередь понижает модули упругости. Таким образом, в результате геомеханического моделирования получены ограничения на возможные ориентацию флюидопроводящих трещин и трещинную пористость. Эти данные используются затем для инверсии параметров таких трещин по результатам сейсмических наблюдений с использованием методов Rock Physics. Для каждого элемента модели определяется возможная область ориентации флюидопроводящих трещин, для которых в результате инверсии оцениваются следующие параметры: преимущественная уточненная ориентация каждой системы, относительное раскрытие трещин (аспектное отношение), параметр связности трещин. На **рис. 6** приведен пример определения трещинной пористости и аспектного отношения трещин по сейсмическим данным в результате инверсии с использованием методов Rock Physics (срез 3D куба на определенной глубине).

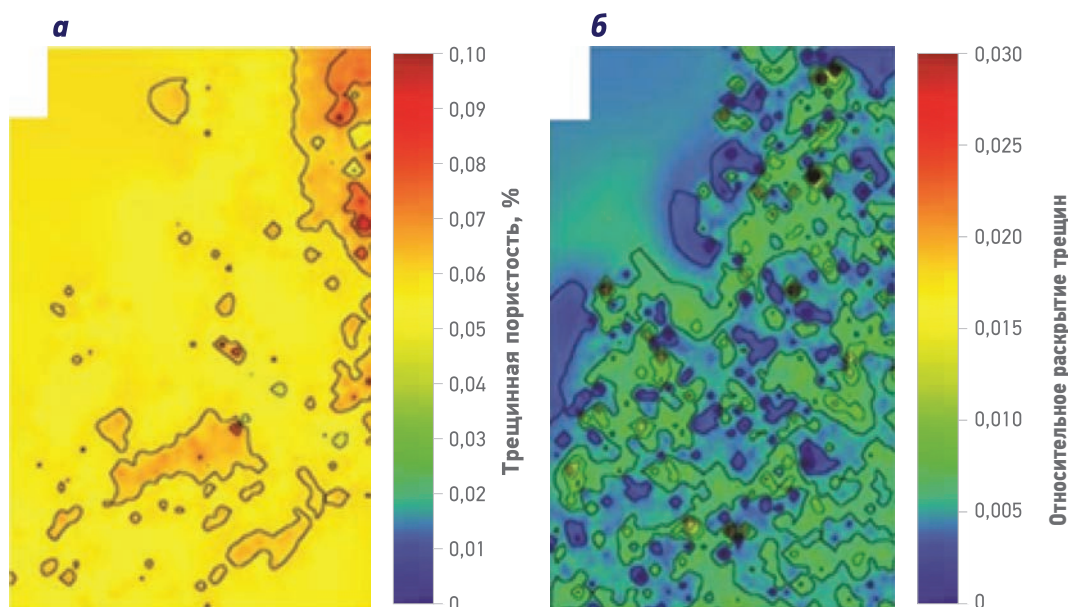


Рис. 6. Трещинная пористость (а) и относительное раскрытие трещин (б), полученные по сейсмическим данным в результате инверсии с использованием методов Rock Physics

ВЫВОДЫ

1. Модельная среда петроупругой модели должна отражать особенности строения породы в том масштабе, в котором проводится моделирование (керна, ГИС, сейсморазведка). При этом следует учитывать, что внутреннее строение породы в предыдущем масштабе проявляется в особенностях изменения упругих свойств в следующем масштабе.
2. Выбор метода Rock Physics для связи параметров модели с измеренными физическими свойствами (скоростями упругих волн) в каждом масштабе должен определяться наличием или отсутствием анизотропии этих свойств, а также особенностями взаимного расположения компонент.
3. Экспериментальные данные, используемые для инверсии параметров модели породы, должны соответствовать масштабу построения модели.
4. При интерпретации данных ГИС следует учитывать, что понижение скоростей при одних и тех же литологии и пористости может быть вызвано не только повышенной

трещиноватостью, но и перераспределением изометричных пор между кавернами и матричной пористостью, а также между оолитами и вмещающей их матрицей.

5. Петрофизические зависимости, полученные на керне, могут не соответствовать зависимостям, полученным по данным ГИС из-за различного строения породы в данных масштабах.
6. Геомеханическое моделирование позволяет определить наличие флюидопроводящих трещин в породе, их возможную ориентацию и распределение интенсивности в объеме породы. Дополнительное привлечение сейсмических данных и использование петроупругого моделирования дает возможность оценить количественные характеристики таких трещин – преимущественную ориентацию, объемную концентрацию, относительное раскрытие и степень связности.

Список литературы

1. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. – М.: Наука, 1977. – 400 с.
2. Willis J. Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites // J. Mech. Phys. Sol. – 1977. – V. 25. – P. 185–202.
3. Bayuk I., Chesnokov E. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // J. Phys. Chem. Earth. – 1998. – V. 23. – N. 3. – P. 361–366.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The Rock Physics handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. – Cambridge: Cambridge University Press, 2009. – 511 p.
5. Nishizawa O. Seismic velocity anisotropy in a medium containing oriented cracks –Transversely isotropic case // J. Phys. Earth. – 1982. – V. 3. – C. 331–348.
6. Xu S., Payne M.A. Modeling elastic properties in carbonate rocks // The Leading Edge. – 2009. – V. 28. – P. 66–74.
7. Баяк И.О., Рыжков В.И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 3. – С. 32–42.
8. Гасеми М.Ф., Баяк И.О. Петроупругая модель оолитового известняка в масштабе керна // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – Т.63. – № 3. – С. 36–40.
9. Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения / И.О. Баяк, О.В. Постникова, В.И. Рыжков, И.С. Иванов // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 3. – С. 42–55.
10. Localization and characterization of hydraulically conductive fractured zones at seismic scale with the Help of geomechanical and Rock Physics modeling / N. Dubinya, I. Bayuk, S. Tikhotskiy, O. Rusina // 80th EAGE Conference & Exhibition 2018 11–14 June 2018, Copenhagen, Denmark. Paper Tu C 08.
11. Определение прочностных свойств горных пород по данным трехосных испытаний / И.А. Гарагаш, Н.В. Дубиня, О.А. Русина, [и др.] // Геофизические исследования. – 2018. – Т. 19. – № 3. – С. 57–72.
12. Barton C.A., Zoback M.D., Moos D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks // Geology. – 1995. – V. 23. – N. 8. – P. 683–686.

Reference

1. Shermergor T.D., *Teoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred (Theory of elasticity of microinhomogeneous media)*, Moscow: Nauka Publ., 1977, 400 p.
2. Willis J., *Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites*, J. Mech. Phys. Sol., 1977, V. 25, pp. 185–202.
3. Bayuk I., Chesnokov E., *Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media*, J. Phys. Chem. Earth, 1998, V. 23, no. 3, pp. 361–366.
4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J., *The rock physics handbook, Tools for seismic analysis of porous media*, Cambridge: Cambridge University Press, 2009, 511 p.
5. Nishizawa O., *Seismic velocity anisotropy in a medium containing oriented cracks –Transversely isotropic case*, J. Phys. Earth, 1982, V. 3, pp. 331–348.
6. Xu S., Payne M.A., *Modeling elastic properties in carbonate rocks*, The Leading Edge, 2009, V. 28, pp. 66–74, <https://doi.org/10.1190/1.3064148>.
7. Bayuk I.O., Ryzhkov V.I., *Determination of parameters of cracks and pores of carbonate reservoirs according to wave acoustic logging* (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2010, no. 3, pp. 32–42.
8. Gasemi M.F., Bayuk I.O., *Petroelastic model of oolitic limestone at the core scale* (In Russ.), Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2018, V. 63, no. 3, pp. 36–40.
9. Bayuk I.O., Postnikova O.V., Ryzhkov V.I., Ivanov I.S., *Modelling anisotropic effective elastic properties of carbonate reservoir rocks of a complex structure* (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2012, no. 3, pp. 42–55.
10. Dubinya N., Bayuk I., Tikhotskiy S., Rusina O., *Localization and characterization of hydraulically conductive fractured zones at seismic scale with the help of geomechanical and rock physics modeling*, Proceedings of 80th EAGE Conference & Exhibition, 11–14 June 2018, Copenhagen, Denmark. Paper Tu C 08.
11. Garagash I.A., Dubinya N.V., Rusina O.A., Tikhotskiy S.A., Fokin I.V., *Estimation of rock strength properties from triaxial test data* (In Russ.), Geofizicheskie issledovaniya, 2018, V. 19, no. 3, pp. 57–72.
12. Barton C.A., Zoback M.D., Moos D., *Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks*, Geology, 1995, V. 23, no. 8, pp. 683–686.



УДК 550.8.072

© Н.В. Дубиня, 2019

ЗАКОНОМЕРНОСТИ В ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ОРИЕНТАЦИИ И ПОЛОЖЕНИИ ФЛЮИДОПРОВОДЯЩИХ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН В ОКРЕСТНОСТЯХ КРУПНЫХ РАЗЛОМОВ

Н.В. Дубиня, к.ф.-м.н.

Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

Электронный адрес: Dubinya.NV@gmail.com

В работе представлены результаты моделирования полей параметров трещиноватости, развивающейся в окрестностях крупных разломов. На основании геомеханического моделирования определены зоны развитой трещиноватости, относительная плотность и предпочтительная пространственная ориентация критически напряженных трещин, которые, в рамках определенных предположений связываются с флюидопроводящими трещинами. Рассмотрены разломы различных геодинамических типов, отмечены основные тенденции в изменении параметров трещин по мере приближения к разлому.

Ключевые слова: геомеханика, разлом, критически напряженные трещины

TENDENCIES IN HYDRAULICALLY CONDUCTIVE NATURAL FRACTURES' SPATIAL ORIENTATIONS AND DISTRIBUTION IN VICINITIES OF MAJOR FAULTS

N.V. Dubinya

Schmidt Institute of Physics of the Earth Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

The paper presents the results of modelling the fields of fracture parameters in vicinities of large faults. Zones of developed fracture networks are determined based on geomechanical modelling alongside with such parameters as relative density and preferable spatial orientations of critically stressed fractures, which, under certain assumptions, are related to hydraulically conductive fractures. The faults of different types are considered with main tendencies in fracture parameters evolution while approaching the fault being analyzed.

Keywords: geomechanics, fault, critically stressed fractures

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-18-24

Работа выполнена в рамках Государственного задания ИФЗ РАН

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа посвящена проблеме эффективной разработки месторождений углеводородов, в которых насыщенные породы характеризуются развитой естественной трещиноватостью. В таких породах именно системы естественных трещин вносят значительный вклад в эффективные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, поскольку обеспечивают каналы фильтрации. Однако не любая единичная естественная трещина способна проводить флюид: для того, чтобы трещина могла служить каналом фильтрации, флюид должен быть способен двигаться между берегами трещины, а трещина неизбежно должна быть связана с другими трещинами. Только при выполнении этих двух условий единичная трещина будет вносить существенный вклад в ФЕС

коллектора. Как результат, для того, чтобы наиболее корректно прогнозировать разрабатку трещиноватых коллекторов, необходимо не только использовать данные различных исследований: сейсмических, геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных экспериментов на керновом материале – для поиска зон развитой трещиноватости, но и иметь возможность разделять трещины на проводящие и не проводящие флюид. В данной работе эта задача решается с помощью геомеханических подходов на основе изучения напряженно-деформированного состояния коллектора. С позиций геомеханики разделение трещин на проводящие и не проводящие флюид выполняется с использованием понятия критически напряженных трещин – трещин, на поверхности которых действует касательное напряжение, достаточное для сдвига вдоль

их поверхностей. Для отнесения трещины к классу критически напряженных необходимо знать коэффициент трения породы, нормальное и касательное напряжения, действующие на поверхности трещины, которые в свою очередь могут быть определены, если известны компоненты тензора напряжений, действующих в окрестности трещины, и ее пространственная ориентация. Впервые концепция критически напряженных трещин была предложена в работе [1], в которой была рассмотрена скважина с высокими качеством записи каротажа и достоверностью построенной геомеханической модели. Авторами проведено разделение трещин на критически и некритически напряженные, после чего было обнаружено, что подавляющее большинство критически напряженных трещин являются флюидопроводящими (флюидопроводимость была определена с помощью расширенного комплекса ГИС в той же скважине) и наоборот. В результате была сформулирована следующая гипотеза: трещины, являющиеся критически напряженными в текущем напряженном состоянии, имеют тенденцию быть также и флюидопроводящими и наоборот: некритически напряженные трещины в большинстве случаев являются непроводящими. Эта гипотеза нашла свое подтверждение на разных объектах [2–7] и в настоящее время иногда используется следующим образом. На основании данных ГИС строятся одномерные геомеханические модели, содержащие профили компонент тензора напряжений вдоль скважины, которые применяются для прогноза положения зон развитой трещиноватости, содержащих критически напряженные и, следовательно, флюидопроводящие трещины [8, 9]. В работе [10] показано, каким образом аналогичная задача может быть решена в трехмерной постановке на основании результатов трехмерного геомеханического моделирования и данных сейсмических исследований. Полученные в результате выполнения геомеханического моделирования кубы напряжений могут быть использованы для определения возможной пространственной ориентации и относительной плотности флюидопроводящих трещин в каждом элементе расчетной геомеханической модели. Эти параметры флюидопроводящих трещин далее использовались для петроупругого моделирования и построения динамической модели трещиноватости, позволяющей прогнозировать развитие зон флюидопроводящей трещиноватости в процессе разработки месторождения. В ходе проведения работы [10], выполняемой для конкретного месторождения, были обнару-

жены определенные закономерности в пространственной ориентации и положении флюидопроводящих трещин по мере приближения к крупным разломам. В то же время эти закономерности были различными для различных разломов, что заслуживает отдельного исследования, которому посвящена данная статья.

Целью работы является исследование закономерностей в пространственной ориентации и положении флюидопроводящих трещин в окрестностях крупных разломов и определение связи этих закономерностей со свойствами разломов и их пространственной ориентацией относительно направлений действия региональных напряжений.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для того, чтобы отнести некоторую трещину к классу критически напряженных, необходимо, как было указано выше, определить параметры напряженного состояния в ее окрестности и ее пространственную ориентацию. Согласно работе [1] трещина является критически напряженной, если для нее выполняется неравенство $\tau \geq \mu \sigma$ (τ , σ – соответственно касательное и нормальное напряжения, действующие на поверхности трещины; μ – коэффициент трения пород, вмещающих трещину). Касательное и нормальное напряжения определяются из следующей системы уравнений [7]:

$$\begin{cases} \sigma = \sigma_2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2), \\ \tau = \sqrt{\left(\frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}\right)^2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2)(\sigma_1 - \sigma_3) - \left(\sigma - \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2}\right)^2}, \end{cases} \quad (1)$$

где σ_1 , σ_2 и σ_3 – соответственно наибольшее, промежуточное и наименьшее главное напряжение (сжимающие напряжения здесь и далее считаются положительными), l , n – соответственно косинусы углов между нормалью к трещине и направлениями действия напряжений σ_1 и σ_3 . Для известных значений главных напряжений выражения (1) могут быть подставлены в условие критической напряженности трещины, в результате чего будет получено условие

$$\frac{\sqrt{l^2(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + n^2(\sigma_2 - \sigma_3)^2 - \left(l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2)\right)^2}}{\sigma_2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2)} \geq \mu, \quad (2)$$

которое определяет все возможные значения направляющих косинусов l и n , от которых зависит пространственная ориентация критически напряженных трещин по задан-

ным значениям главных напряжений σ_1 , σ_2 и σ_3 и коэффициент трения. При известной пространственной ориентации главных осей тензора напряжений эти косинусы могут быть пересчитаны в азимутальные углы и углы падения трещин, которые являются критически напряженными в текущем поле напряжений.

Для того, чтобы определить текущее поле напряжений, в рамках геомеханического моделирования выполняется решение основных уравнений пороупругости – уравнений равновесия, условий совместности деформаций, реологических соотношений и уравнений фильтрации [11]. Существуют различные подходы к решению этой системы [12], в данной работе используется расчет совмещенной системы уравнений геомеханики и гидродинамики с помощью метода конечных элементов [13]. Для построения геомеханической модели строится расчетная сетка, основанная на геологической модели, каждый элемент сетки заполняется физико-механическими свойствами, на достаточно большом удалении от рассматриваемого объекта устанавливаются граничные условия для напряжений таким образом, чтобы обеспечить максимальное соответствие между результатами трехмерного моделирования и одномерными профилями напряжений вдоль опорных скважин. Далее находят поля напряжений и деформаций, удовлетворяющих всем перечисленным выше уравнениям и граничным условиям.

В данной работе выполняются расчеты полей напряжений на синтетических моделях месторождений с разломами. Схема расчета представлена на рис. 1. Вся расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с вертикальным сечением $GHJI$, внутри которого расположена исследуемая залежь с сечением $ABCD$ с разломом сечением EF . На боковые стороны расчетной области действуют горизонтальные напряжения $\sigma_h(z)$ и $\sigma_H(z)$, линейно возрастающие с глубиной, вся модель под-

вержена действию вертикально направленной силы тяжести. Верхняя грань GH (земная поверхность) свободна от нагрузок, на нижней грани ставится условие отсутствия смещений в вертикальном направлении и поворотов вокруг горизонтальных осей.

Предполагается, что рассматриваемые среды упруго-пластические, переход в пластическую область происходит при выполнении линейного критерия Кулона – Мора. Разлом EF представляет собой произвольно ориентированную плоскость, вдоль которой может произойти скольжение, если напряжения, действующие на его поверхности, удовлетворяют условию $\tau \geq \mu^* \sigma$. (μ^* – коэффициент трения на поверхности разлома, как правило, он меньше, чем эффективный коэффициент трения в ненарушенной породе μ).

Граничные условия $\sigma_h(z)$ и $\sigma_H(z)$ обеспечивают действие горизонтальных напряжений σ_h и σ_H на глубине залегания залежи, а сила тяжести – действие вертикального напряжения σ_v . Соотношение между этими величинами определяет геодинамический тип в регионе: условие $\sigma_v \geq \sigma_H \geq \sigma_h$ обеспечивает обстановку формирования сбросов, условие $\sigma_H \geq \sigma_v \geq \sigma_h$ – сдвигов, а условие $\sigma_H \geq \sigma_v \geq \sigma_h$ – взбросов. При этом в первом случае образуются разломы, нормали к которым составляют с вертикалью углы, приблизительно равные 60° , во втором случае – вертикальные разломы, в третьем – разломы, нормали к которым составляют с вертикалью углы около 30° [14]. Таким образом, если на достаточно большом удалении от разлома напряжения σ_v , σ_H и σ_h можно считать главными, то в окрестности разлома происходит искривление траекторий главных напряжений и пространственная ориентация направлений действия σ_1 , σ_2 и σ_3 оказывается связана с ориентацией разлома.

В данной работе ставится задача расчета возможных пространственных ориентаций критически напряженных (флюидопроводящих) трещин в окрестности разлома. Рассматриваются различные комбинации граничных условий – σ_v , σ_H и σ_h , обеспечивающих разные текущие геодинамические режимы, и разломов различной кинематики – сбросов, сдвигов и взбросов, соответствующих тектонической обстановке на момент своего образования. При этом исследуется, какие закономерности наблюдаются в пространственной ориентации и положении критически напряженных трещин при движении вдоль линии KL , проходящей через центр разлома (см. рис. 1).

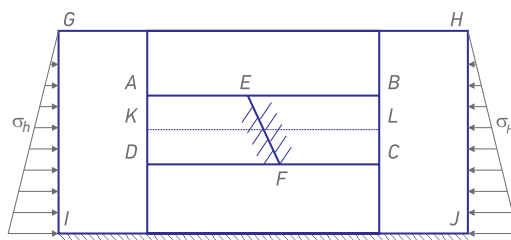


Рис. 1. Схема расчетной области для геомеханического моделирования (вид сбоку)

РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Были выполнены расчеты напряженного состояния синтетической модели для различных комбинаций значений напряжений и пространственной ориентации разлома. Выбирались следующие типовые механические свойства пород: плотность – 2600 кг/м³, модуль Юнга – 20 ГПа; коэффициент Пуассона – 0,3, коэффициент трения $\mu = 0,6$, коэффициент трения на разломе $\mu^* = 0,2$. Граничные условия были выбраны такими, чтобы обеспечивать на глубине залегания залежи на достаточном расстоянии от разлома главные напряжения $\sigma_1 = 70$ МПа, $\sigma_2 = 30$ МПа и $\sigma_3 = 20$ МПа. Пространственная ориентация разломов задавалась с помощью угла α между нормалью к разлому и направлением действия наибольшего главного напряжения (рис. 2).

На рис. 3 показаны результаты расчета напряженного состояния для разлома сбросового типа в обстановке $\alpha = 60^\circ$, $\sigma_1 = \sigma_V$, $\sigma_2 = \sigma_H$, $\sigma_3 = \sigma_H$. Представлено сечение модели вертикальной плоскостью, содержащей направления действия напряжений σ_H и σ_V . На рис. 3, а, приведена расчетная сетка и направления главных напряжений в каждом элементе, обозначенные: σ_1 – крас-

ным цветом, σ_2 – желтым и σ_3 – зеленым. Видно, что по мере приближения к разлому, сечение которого выделено красным цветом, вертикальная ось все более отдалается от одной из главных осей тензора напряжений. На рис. 3, б представлены результаты анализа трещиноватости. Данные трехмерного геомеханического моделирования (пространственные распределения главных компонент тензора напряжений) напрямую использованы для расчета возможных пространственных ориентаций критически напряженных трещин. Множество направляющих косинусов l и n нормалей к критически напряженным трещинам определяется по известным главным напряжениям согласно неравенству (2). Далее знание пространственной ориентации главных осей тензора напряжений позволяет пересчитать эти направляющие косинусы в углы падения и азимутальные углы критически напряженных трещин, которые в свою очередь применяются для построения стереограмм, приведенных на рис. 3, б. Для построения этих стереограмм используется равновеликая азимутальная проекция Ламберта [15]. Кружками отмечены направления действия главных напряжений, обозначенных тем же цветом, что на рис. 3, а. Голубые точки ограничивают область, внутри которой нахо-

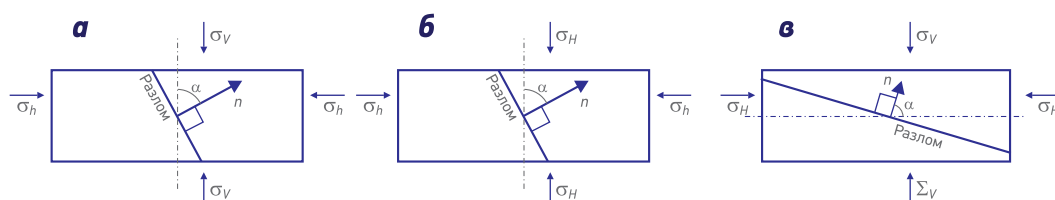


Рис. 2. Пространственная ориентация разломов разных типов:
а – сброс; б – сдвиг; в – взброс (n – нормаль к плоскости разлома)

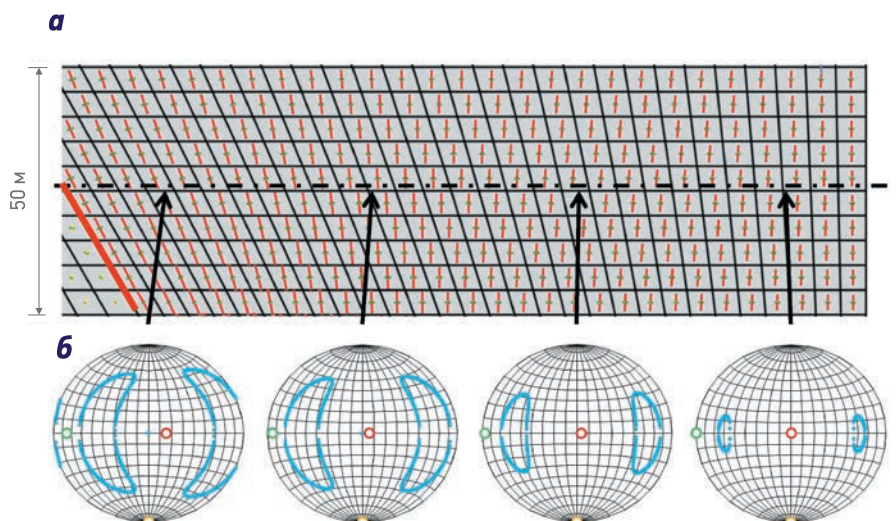


Рис. 3. Результаты расчета напряженного состояния для разлома сбросового типа

дятся нормали плоскостям, на которых выполняется неравенство (2), т.е. область нормалей к критически напряженным и соответственно флюидопроводящим трещинам. Представлены результаты для четырех точек, расположенных вдоль направления действия σ_h и отдаленных от разлома на расстояние 10, 50, 100 и 150 м. На **рис. 3, 6** соответствующие стереограммы расположены слева направо.

Из **рис. 3** видно, что по мере приближения к разлому преимущественная ориентация флюидопроводящих трещин изменяется вместе с направлениями главных напряжений (см. **рис. 3, 6**). Действительно, преимущественный азимут трещин в данном случае остается постоянным, но диапазон возможных азимутов флюидопроводящих трещин расширяется по мере приближения к разлому. В свою очередь преимущественный угол наклона изменяется: из двух систем флюидопроводящих трещин у одной из систем этот угол растет, у другой падает, что приводит к несимметричному смещению области критически напряженных трещин на стереограмме. Второй важный вывод из **рис. 3** заключается в том, что по мере приближения к разлому увеличивается относительное число флюидопроводящих трещин. Помимо того, что результаты расчетов показывают рост накопленных пластических деформаций по мере приближения к разлому (что в соответствии с работой [10] связано с интенсивностью трещиноватости и трещинной пористостью), это позволяет подтвердить расчетами заключение об улучшенных ФЕС трещиноватых пород в окрестностях крупных разломов.

На **рис. 4** приведена зависимость относительного числа флюидопроводящих трещин от расстояния до разлома. Относительное число флюидопроводящих трещин рассчитывается как произведение доли критически напряженных трещин (площади области в пространстве $l - n$, для которой выпол-

няется неравенство (2)) на накопленную пластическую деформацию, отнесенную к максимальному значению, полученному в окрестности разлома при расчете. Расчеты выполнены для набора пространственных ориентаций разлома (угла α на **рис. 2**). Видно, что по мере приближения к разлому доля флюидопроводящих трещин существенно возрастает. При этом, чем более вертикально ориентирована плоскость разлома, тем меньшее влияние последний оказывает на число флюидопроводящих трещин.

На **рис. 5** показаны распределения флюидопроводящих трещин в окрестности сдвигового разлома и разлома взбросовой кинематики. Значения главных напряжений остаются теми же, для которых построен и **рис. 3**, однако направления их действия изменены: на **рис. 5, а** реализуется обстановка сдвига: максимальное и минимальное главные напряжения действуют в горизонтальной плоскости. На **рис. 5, б** показана обстановка взброса: максимальное главное напряжение действует в горизонтальной плоскости, минимальное направлено вертикально. В обоих случаях ориентация разлома относительно главных напряжений одинакова – угол $\alpha = 60^\circ$ в соответствии со схемой на **рис. 2**. Этот угол выбран на основании множества расчетов, аналогичных тем, результаты которых представлены на **рис. 4**: именно $\alpha = 60^\circ$ обеспечивает наибольшее влияние разлома на особенности флюидопроводящих трещин. Этот результат обусловлен выбором коэффициента трения ненарушенной породы $\mu = 0,6$, который может быть определен как тангенс угла внутреннего трения, $\mu = 0,6$ соответствует $\alpha = 30^\circ$. В свою очередь угол внутреннего трения, равный 30° , приводит к образованию разломов с нормалью именно под углом 60° к направлению действия максимального главного напряжения (см. **рис. 2**) [14]. Таким образом, наибольшее влияние на флюидопроводящие трещины оказывает разлом, который образовался бы при текущих напряжениях, что подтверждается результатами расчетов, выполненных для конкретных месторождений [10].

Результаты расчетов показывают, что разломы сдвигового и взбросового типов также оказывают влияние на зоны развитой трещиноватости, рассматриваемые с позиций критически напряженных трещин, однако наблюдаются некоторые различия. Сдвиговый разлом незначительно меняет относительное число флюидопроводящих трещин, однако достаточно сильно меняет их пространственную ориентацию. В свою очередь взбросовый разлом очень существенно меняет относительное число флюидопроводя-

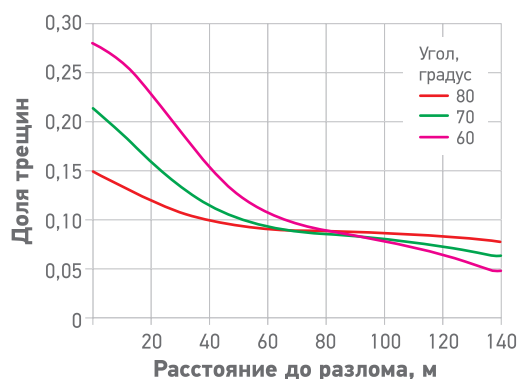


Рис. 4. Зависимость доли флюидопроводящих трещин от расстояния до разлома

щих трещин, однако максимальное влияние оказывает на некотором удалении около 50 м (см. рис. 5, 6).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Представленные в работе результаты расчетов, безусловно, не покрывают все многообразие физико-механических свойств, тектонических обстановок и пространственных ориентаций разломов. Тем не менее, поскольку были выбраны достаточно представительные условия, полученные результаты позволяют сделать некоторые выводы о тенденциях в пространственной ориентации флюидопроводящих трещин и их распределении, которые следуют из применения гипотезы о наличии связи между критически напряженными и флюидопроводящими трещинами.

В первую очередь, необходимо отметить, что разлом влияет как на относительное число

флюидопроводящих трещин, так и на их пространственную ориентацию. По мере приближения к разлому возрастает доля критически напряженных трещин, а их пространственная ориентация оказывается тесно связана с пространственной ориентацией самого разлома.

В то же время наблюдаемые закономерности существенно зависят от тектонических условий и типа самого разлома. Были обнаружены следующие типовые особенности: разломы сдвигового типа относительно слабо влияют на долю флюидопроводящих трещин, но заметно меняют их предпочтительную пространственную ориентацию, разломы сбросового и взбросового типов значительно влияют как на пространственную ориентацию, так и на относительную долю трещин, причем влияние разлома взбросового типа на долю флюидопроводящих трещин максимально на некотором удалении от самого разлома.

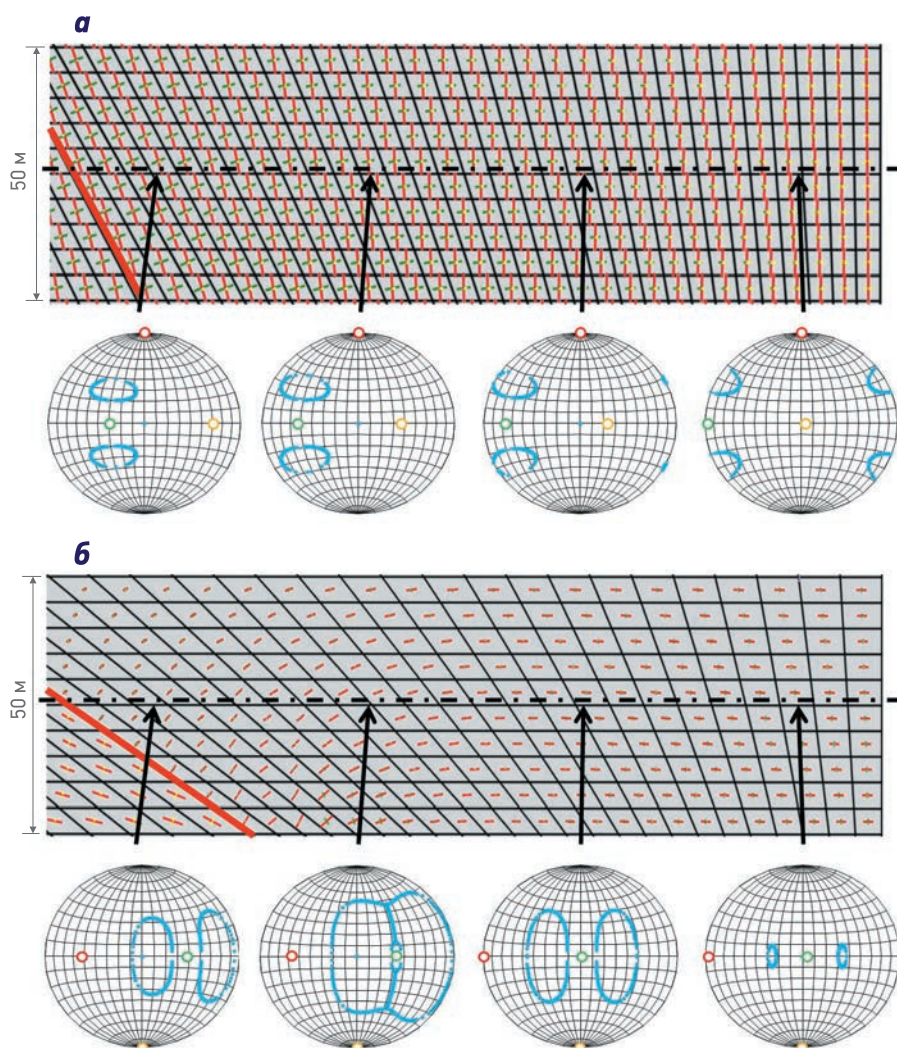


Рис. 5. Результаты расчета для разломов сдвигового (а) и взбросового (б) типов: условные обозначения те же, что на рис. 3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты, представленные в статье, демонстрируют возможности геомеханического моделирования для повышения эффективности разработки трещиноватых коллекторов и могут быть использованы для анализа трендов развития трещиноватости в окрестностях разломов на качественном уровне. Для получения достоверных прогнозов предпочтительной пространственной ориентации и положения флюидопроводящих трещин на конкретных объектах

следует рекомендовать проведение полноценного трехмерного геомеханического моделирования. Необходимо отметить, что проведение четырехмерного геомеханического моделирования позволит спрогнозировать не только исследуемые параметры флюидопроводящих трещин, но и изучить их динамику в процессе разработки месторождения.

Список литературы

1. Barton C.A., Zoback M.D., Moos D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks // *Geology*. – 1995. – V. 23. – N. 8. – P. 683–686
2. In situ stress and fracture permeability along the Stillwater fault zone, Dixie Valley, Nevada / S.H. Hickman, C.A. Barton, M.D. Zoback [et al.] // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Abstracts*. – 1997. – V. 34. – P. 3–4.
3. Townend J., Zoback M.D. How faulting keeps the crust strong // *Geology*. – 2000. – V. 28. – N. 5. – P. 399–402.
4. Rogers S. Critical stress-related permeability in fractured rocks. Fracture and in situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2002. – V. 209. – P. 7–16.
5. Ligtenberg J.H. Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis // *Basin Research*. – 2005. – V. 17. – P. 141–153.
6. The role of stress history on the flow of fluids through fractures / S. Sathar, H.J. Reeves, R.J. Cuss, J.F. Harrington // *Mineralogical Magazine*. – 2012. – V. 76. – N. 8. – P. 3165–3177.
7. Prediction of Physical-Mechanical Properties and In-Situ Stress State of Hydrocarbon Reservoirs from Experimental Data and Theoretical Modeling / N. Dubinya, S. Tikhotskiy, I. Bayuk [et al.] // *SPE-187823-MS*. – 2017.
8. Bisdom K., Bertotti G., Nick H.M. A geometrically based method for predicting stress-induced fracture aperture and flow in discrete fracture networks // *AAPG Bulletin*. – 2016. – V. 100. – N. 7. – P. 1075–1097.
9. Schwab D.R., Bidgoli T.S., Taylor M.H. Characterizing the potential for injection-induced fault reactivation through subsurface structural mapping and stress field analysis, Wellington Field, Sumner County, Kansas // *Journal of Geophysical Research (Solid Earth)*. – 2017. – V. 122. – P. 10132–10154.
10. Localization and characterization of hydraulically conductive fractured zones at seismic scale with the help of geomechanical and rock physics modeling / N. Dubinya, I. Bayuk, S. Tikhotskiy, O. Rusina // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018. – DOI: 10.3997/2214-4609.201800722.
11. Coussy O. *Poromechanics*. – J&Wiley & Sons, 2004. – 312 p.
12. Kim J. Sequential method for coupled geomechanics and multiphase flow, PhD Thesis, 2010. – 274 p.
13. Dubinya N., Lukin, S., Chebyshev I. Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // *SPE 176631-MS*. – 2015.
14. Anderson E.M. *The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain* – Edinburgh: Oliver & Boyd Ltd, 1942.
15. Snyder J.P. *Map Projections – A Working Manual*. – United States Government Printing Office, 1987. – 394 p.

Reference

1. Barton C.A., Zoback M.D., Moos D., *Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks*, *Geology*, 1995, V. 23, no. 8, pp. 683–686
2. Hickman S.H., Barton C.A., Zoback M.D., Morin R., Sass J., Benoit R., *In situ stress and fracture permeability along the Stillwater fault zone, Dixie Valley, Nevada*, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Abstracts*, 1997, V. 34, pp. 3–4.
3. Townend J., Zoback M.D., *How faulting keeps the crust strong*, *Geology*, 2000, V. 28, no. 5, pp. 399–402.
4. Rogers S., *Critical stress-related permeability in fractured rocks*, In: *Fracture and in situ stress characterization of hydrocarbon reservoirs*: edited by Ameen M.S., Geological Society, London, Special Publications, 2002, V. 209, pp. P. 7–16.
5. Ligtenberg J.H., *Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis*, *Basin Research*, 2005, V. 17, pp. 141–153.
6. Sathar S., Reeves H.J., Cuss R.J., Harrington J.F., *The role of stress history on the flow of fluids through fractures*, *Mineralogical magazine*, 2012, V. 76, no. 8, pp. 3165–3177.
7. Dubinya N., Tikhotskiy S., Bayuk I., Beloborodov D., Krasnova M., Makarova A., Rusina O., Fokin I., *Prediction of physical-mechanical properties and in-situ stress state of hydrocarbon reservoirs from experimental data and theoretical modeling* (In Russ.), *SPE 187823-MS*, 2017, <https://doi.org/10.2118/187823-MS>.
8. Bisdom K., Bertotti G., Nick H.M., *A geometrically based method for predicting stress-induced fracture aperture and flow in discrete fracture networks*, *AAPG Bulletin*, 2016, V. 100, no. 7, pp. 1075–1097.
9. Schwab D.R., Bidgoli T.S., Taylor M.H., *Characterizing the potential for injection-induced fault reactivation through subsurface structural mapping and stress field analysis*, Wellington field, Sumner County, Kansas, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2017, V. 122, pp. 10132–10154.
10. Dubinya N., Bayuk I., Tikhotskiy S., Rusina O., *Localization and characterization of hydraulically conductive fractured zones at seismic scale with the help of geomechanical and rock physics modeling*, *Proceedings of 80th EAGE Conference and Exhibition*, 2018, DOI: 10.3997/2214-4609.201800722
11. Coussy O., *Poromechanics*, J. Wiley & Sons, 2004, 312 p.
12. Kim J., *Sequential method for coupled geomechanics and multiphase flow*: PhD Thesis, 2010, 274 p.
13. Dubinya N., Lukin, S., Chebyshev I., *Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method* (In Russ.), *SPE 176631-MS*, 2015, <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
14. Anderson E.M., *The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain*, *Edinburgh*: Oliver & Boyd Ltd. 1942.
15. Snyder J.P., *Map projections – A working manual*, United States Government Printing Office, 1987, 394 p.

УДК 550.8.072

© А.Д. Алексеев,
А.Е. Гаврилов, 2019

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ ОБЪЕМНЫХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ И СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

А.Д. Алексеев, к.г.-м.н.

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

А.Е. Гаврилов

ООО «Технологический центр «Бажен»

Электронный адрес: Alekseev.AIDm@gazprom-neft.ru

В статье описаны некоторые подходы, способствующие развитию эффективной методической основы создания согласованных объемных петрофизических моделей (ОПМ) сложнопостроенных и нетрадиционных коллекторов, для которых характерно наличие неопределенностей одного или нескольких параметров. К таким коллекторам можно отнести доюрский комплекс Западной Сибири, засоленные коллекторы Восточной Сибири, а также сланцевые коллекторы (баженовская свита, породы доманикового типа и др.).

Ключевые слова: объемная петрофизическая модель (ОПМ), специальные исследования керна, сложнопостроенные и нетрадиционные коллекторы

METHODICAL BASES FOR THE CONSTRUCTION OF INTEGRATED PETROPHYSICAL MODELS OF UNCONVENTIONAL AND COMPLEX RESERVOIRS BASED ON THE SPECIAL CORE ANALYSIS RESULTS

A.D. Alekseev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

A.E. Gavrilov

Technology Center Bazhen LLC, RF, Saint-Petersburg

The paper presents methodological solution to the problem of construction of integrated petrophysical model of unconventional and complex reservoirs based on the special core analysis results. The proposed approaches are consisting of the adaptive core evaluation program and the data processing algorithm in condition of uncertainties in the one or few components of the rock model.

Keywords: integrated petrophysical model, special core analysis, complex and unconventional reservoirs

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-25-34

ВВЕДЕНИЕ

Согласно стратегии развития компании «Газпром нефть» существенный вклад в обеспечение роста добычи на период до 2020–2030 гг. должны внести объекты с нетрадиционными и трудноизвлекаемыми запасами, такие как баженовская свита и палеозойские отложения Западной Сибири, породы доманикового типа Волго-Урала, а также терригенные и карбонатные пласты Восточной Сибири, для которых характерно засоление. Все перечисленные объекты характеризуются достаточно сложным мультиминеральным составом породы, а баженовская свита и доманиковые отложения –

наличием твердого органического вещества (керогена) и всевозможных продуктов его преобразования, представленных не только углеводородами, но и гетероатомными соединениями (смолы, асфальтены), присутствие которых значительно усложняет определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород лабораторными методами. В нефтегазоматеринских толщах, таких как баженовская свита и отложения доманикового типа, в очагах генерации углеводородов в условиях почти полного отсутствия проницаемости продукты трансформации керогена благодаря очень высокому давлению внедряются в реликтовое поровое пространство даже между минеральными компонентами

породы. Это явление И.И. Нестеров назвал автофлюидоразрывом и впервые описал еще в 80-х годах XX века [1]. В ходе природного фракционирования углеводородов тяжелые битумоиды, представленные в основном гетероатомными соединениями, мигрируют медленнее ароматической и алифатической фракций вследствие чего «запечатываются» в породе.

СЛОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПО КЕРНУ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ ПРИЧИН ОТСУТСТВИЯ ОБЩЕПРИНЯТЫХ ОЦЕНОК НЕФТЯНОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, КОТОРУЮ УЧЕНЫЕ ПРИСТАЛЬНО ИЗУЧАЮТ УЖЕ БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

В соответствии с принятыми стандартами для традиционных коллекторов перед измерениями ФЕС для очистки образцов от пластовых флюидов проводится пробоподготовка, включающая горячую экстракцию органическими растворителями и последующую сушку при достаточно высоких температурах. Твердые гетероатомные соединения самостоятельно (т.е. не будучи растворенными нефтью) не способны перемещаться в пласте под действием перепада давления, достижимого в условиях разработки, поэтому объем пласта, который они занимают, не может считаться эффективным. Тем не менее при экстрагировании смолы и асфальтены полностью или частично растворяются органическими растворителями. Это приводит к значимому искажению ФЕС, а в ряде случаев к разрушению самих образцов, что особенно характерно для нефтематеринских пород. Сложность определения емкостных характеристик по керну является одной из главных причин отсутствия общепринятых оценок нефтяного потенциала баженовской свиты, которую ученые пристально изучают уже более 50 лет.

Похожие проблемы характерны для засоленных коллекторов Восточной Сибири, только вместо твердых битумоидов отрицательное влияние оказывает галит, количественное определение которого затруднено, а его растворение во время проведения лабораторных исследований приводит к искажению ФЕС и разрушению образцов. Специфика изучения засоленных коллекторов на образцах керна состоит в том, что в настоящее время не существует одного универсального способа, который позволил бы измерить объем галита, находящегося в порах и не участвующего в формировании скелета поро-

ды. С целью изучения коллекторов месторождений Чонской группы коллеги выполнили определение содержания галита четырьмя независимыми способами, из них только два показали хорошую сходимость [2].

Другая группа неопределенностей связана с составляющими породы, физические свойства которых не являются постоянными, а зависят от индивидуальных характеристик формирующих их компонентов, изучение последних лабораторными методами требует выполнения очень трудоемких и длительных операций, поэтому в большинстве случаев не проводится. Речь идет главным образом о глинистых примесях и органическом веществе.

При изучении глин наибольшие сложности связаны со смешаннослойными образованиями (ССО). Обычно ССО состоят не менее чем из трех пакетов, в зависимости от степени литогенеза представленных различными глинистыми минералами. В случае значительного количества ССО их состав существенно влияет на физические свойства глинистого материала породы, поэтому для его изучения лучше применять не рентгенофазовый анализ (РФА), а рентгеноструктурный, который способен дать информацию о структуре ССО.

Согласно теоретическим сведениям плотность твердого органического вещества (керогена) зависит от его типа и степени зрелости. В связи с указанным использование постоянных значений для этого параметра может приводить к ошибочному результату. В то же время определение фактической плотности керогена крайне трудоемко и никак не регламентировано. Как правило, органическое вещество рассеяно в породе, чтобы извлечь его из породы, нужно в специально подобранном кислотном составе растворить все минеральные компоненты, при этом получившийся осадок необходимо очистить от промежуточных продуктов реакции. За всю историю изучения баженовской свиты в литературе описан всего лишь один опыт по определению фактической плотности керогена [3].

Породы баженовской свиты в основном представлены силицитами – кремнеземом органического происхождения. Для всех силицитов характерна неоднородность раскристаллизации кремнезема, в котором могут присутствовать шаровидные глобулы опала и/или кристалломорфные зерна халцедона. При выполнении РФА на дифрактограммах скрытокристаллический халцедон может интерпретироваться как кварц, имеющий более высокое значение минеральной плотности. По этой причине для

пород, представленных силицитами, пересчет массового содержания кремнезема в объемное с параметрами кварца может оказаться недостаточно точным.

Изучение нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов, характеризующихся многокомпонентным составом породы, требует выполнения большего количества исследований, чем для обычных традиционных коллекторов. При этом порядок проведения необходимых лабораторных измерений может существенно различаться. Одни измерения реализуются на цельных образцах (замеры ФЕС, растровая электронная микроскопия, микротомография), другие – на порошках (пиролитические исследования для определения количества органического вещества), третьим – необходимо полное удаление углеводородов из породы (РФА). Лабораторные методы характеризуются различной точностью и имеют погрешности, но даже при самой совершенной программе исследований невозможно снять неопределенности с физическими характеристиками абсолютно всех компонентов породы.

При построении объемной петрофизической модели разрозненные данные нескольких видов исследований, которые могут быть несогласованными друг с другом, нужно свести воедино таким образом, чтобы результат не противоречил фактически замеренным характеристикам породы. Для этого необходимо выполнить цикл контрольных проверок на согласованность, по сути, решить прямую задачу для выбранных заранее физических параметров, например, для плотности, времени пробега упругой волны или для обоих параметров одновременно. На каждом шаге цикла нужно скорректировать входные данные так, чтобы они перестали противоречить друг другу и согласовывались с полученными лабораторными данными.

Таким образом, из-за превышения числа неизвестных над числом уравнений и наличия различных ограничений лабораторных методов задача построения объемной петрофизической модели (ОПМ) по результатам исследований ядра сложнопостроенных и нетрадиционных коллекторов не имеет единственного решения. Вариант модели, обеспечивающий наилучшее соответствие интегральным замерам по ядру для заданного заранее параметра (или сразу нескольких), будет считаться согласованной ОПМ, которую можно будет задействовать в качестве исходной информации для целей геологического и петроупругого моделирования.

ОСОБЕННОСТИ ПРОГРАММЫ СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

В основе предлагаемого подхода к лабораторному изучению ядра заложена идея прямых непосредственных определений количественного содержания компонентов породы с использованием образцов, подверженных лишь минимальному техногенному воздействию. При этом результаты всех замеров должны иметь одну и ту же размерность – массовые проценты. Исключение составляет лишь пористость образцов с естественным насыщением, которая в данном случае выступает в роли характеристики объема потерь пластового флюида из ядра.

ВАРИАНТ МОДЕЛИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ НАИЛУЧШЕЕ СООТВЕТСТВИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫМ ЗАМЕРАМ ПО КЕРНУ ДЛЯ ЗАДАННОГО ЗАРАНЕЕ ПАРАМЕТРА (ИЛИ СРАЗУ НЕСКОЛЬКИХ), БУДЕТ СЧИТАТЬСЯ СОГЛАСОВАННОЙ ОПМ, КОТОРУЮ МОЖНО БУДЕТ ЗАДЕЙСТВОВАТЬ В КАЧЕСТВЕ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Рекомендуемую программу изучения ядра условно можно подразделить на три группы исследований: определение минерального состава пород, в том числе глинистых (РФА, растровая электронная микроскопия с микрозондом, термогравиметрический анализ); измерение объема сохраненного пластового флюида; количественная оценка потерь летучих компонентов из ядра. В зависимости от особенностей продуктивных пород программа может быть дополнена иными необходимыми исследованиями, например, пиролитическими – для определения количества органического вещества.

Данный подход разработан специально для бажендовской свиты, но он может быть полезным и для других низкопроницаемых нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов, изучение ядерного материала которых стандартными методами затруднено.

Для обеспечения максимальной сохранности ядра и содержащегося в нем пластового флюида разработан целый комплекс мероприятий, подробно описанный в работах [4, 5]. С этой целью ядро должен отбираться по изолированной технологии, а образцы выпиливаются «на сухую» или с использованием специальных щадящих технологий, минимизирующих загрязнение образца охлаждающей жидкостью. Для последующих измерений емкостных характеристик образцов никакая другая пробоподготовка не проводится.

В петрофизических лабораториях для определения количества сохраненного в керне пластового флюида в основном применяют два прямых метода: Дина-Старка (Закса) и реторты. Оба метода широко используются для традиционных коллекторов, но дают достаточно высокую погрешность для образцов с низким начальным флюидонасыщением, что особенно критично для нетрадиционных коллекторов с низкими ФЕС. Специально для таких пород с целью повышения точности при определении сохраненной водонасыщенности в Сколковском институте науки и технологий (Сколтех) разработан метод испарения, основанный на принципе реторты. Этот метод позволяет достаточно быстро (за 1–3 ч) и точно не только определить общую водонасыщенность керна, но и измерить отдельно количество свободной и слабосвязанной воды в небольшом образце породы массой 25–70 г с низким начальным водосодержанием (менее 5 %) [6].

ОБЪЕМНАЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ – ЧИСЛЕННЫЙ МАССИВ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ КОМПОНЕНТОВ ПОРОДЫ В РАЗРЕЗЕ ПЛАСТА, КОТОРЫЙ УДОВЛЕТВОРЯЕТ ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫМ ТРЕБОВАНИЯМ И ЗАДАНЫМ УСЛОВИЯМ СОГЛАСОВАННОСТИ

Следующим этапом поиска оптимальной технологии определения сохраненной водонасыщенности для сложнопостроенных и нетрадиционных коллекторов станет оценка потенциала термогравиметрического анализа. С этой целью уже запланирована серия опытов, по результатам которых будет выполнен сравнительный анализ различных методов.

Для определения количества органического вещества и сохраненной нефтенасыщенности в керне сланцевых формаций в настоящее время широко применяются пиролитические установки. В качестве наиболее точной модели нефти родоначальники метода из компании Vinci Technologies рекомендуют использовать сумму пиролитических параметров $S_1 + S_{2a}$, которые имеют размерность мг УВ/г породы, т.е. 0,001 % [7].

Особенность пиролитических методов заключается в том, что определяемые параметры характеризуют остаточное нефтесодержание породы, а не фактическое нефтесодержание пласта. Российские и зарубежные исследователи более 10 лет назад показали, что состав сохранившихся в керне углеводородов даже в породах сланцевого типа непостоянен и зависит от ФЕС [8–10]. Чем лучше ФЕС, тем

больше легких фракций углеводородов теряется извлеченная на поверхность порода. По причине гетерогенности коллекторов и летучести углеводородов даже в керне одной скважины состав углеводородов, формирующих пиролитические пики, различен.

Для современных пиролизаторов Rock-Eval™ и Hawk™ разработаны методики расчета фактической плотности содержащихся в породе углеводородов с использованием пиролитических параметров. Методики подробно описаны в работах [7, 11]. Перевод результатов пиролиза из массовых долей в объемные с использованием фактической плотности углеводородов значительно повышает достоверность определения сохраненной нефтенасыщенности керна.

При извлечении керна на поверхность, его хранении и подготовке к исследованиям происходят потери пластового флюида, в результате чего освобождается пустотное пространство, объем которого можно оценить путем измерений пористости на образцах с естественным насыщением (т.е. без удаления пластовой жидкости). Полученные значения суммируются со значениями количественных замеров сохраненного пластового флюида, таким образом рассчитывается важнейшая для подсчета запасов характеристика – пористость.

При таком подходе часто делается допущение, что все потери пластового флюида из керна относятся к летучим компонентам нефти. Основанием для данного предположения является то, что при условии выполнения мероприятий по изоляции керна наибольший объем потерь пластового флюида происходит во время его дегазации при подъеме на поверхность. Углеводородный газ плохо растворяется в воде, при уменьшении давления расширяется и вытесняет главным образом нефть, в которой он содержится.

АЛГОРИТМ

В литературных источниках приводятся различные определения ОПМ, но в контексте обсуждаемой задачи наиболее подходит следующая формулировка. Объемная петрофизическая модель – численный массив, характеризующий распределение объемных концентраций компонентов породы в разрезе пласта, который удовлетворяет предъявляемым требованиям и заданным условиям согласованности. Требования к ОПМ определяются исходя из специфики решаемых с ее помощью задач, а удовлетворение условиям согласованности гарантирует достоверность модели. Очевидным условием

согласованности служит утверждение, что сумма всех компонентов для каждого образца составляет 100 %, но данного условия может оказаться недостаточно. Из-за погрешностей лабораторных методов и отсутствия информации о точных значениях ряда параметров задача построения ОПМ не имеет единственного решения, поэтому возникает необходимость в дополнительных ограничениях, роль которых выполняют условия согласованности по одному или нескольким, заранее выбранным параметрам. Удовлетворение нескольким условиям согласованности повышает качество полученной ОПМ, делая ее более надежной и достоверной при решении прикладных задач. Выше была обозначена проблема, вызванная отсутствием точной достоверной информации о свойствах некоторых компонентов нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов, чьи физические характеристики не являются константами. Эти величины можно попытаться уточнить в рамках оптимизационной процедуры путем перебора значений из наиболее вероятного диапазона. Таким образом, естественным образом возникает условие согласованности, отвечающее за то, чтобы уточненные значения параметров соответствовали интегральной характеристике образца, измеренной в лаборатории в рамках реализации программы специальных исследований ядра с целью построения ОПМ.

Для петроупругого моделирования первостепенное значение имеют плотность и пробег упругой волны, поэтому условия согласования ОПМ следует формулировать на основе данных параметров. ОПМ будет согласованной, если сумма отдельных вкладов всех ее компонентов дает замеренную в лаборатории интегральную характеристику для всего образца.

С целью расчета ОПМ на основе результатов специального исследования ядра разработан следующий пошаговый алгоритм.

Шаг 1. В процессе проведения лабораторных исследований даже при очень аккуратном обращении с ядром часто некоторые точки отбора не охарактеризованы полным перечнем необходимых для построения ОПМ данных. Поэтому на первом шаге подготавливается наиболее представительная выборка, где каждая точка глубины должна быть охарактеризована полным набором данных, требуемых для построения ОПМ.

Шаг 2. Результаты РФА необходимо скорректировать на наличие остальных компонентов, которые согласно программе проведения исследований измерялись други-

ми методами либо предварительно удалялись из изучаемой навески. Чаще всего это твердое органическое вещество вместе с продуктами его преобразования, а также сохраненная вода. В случае засоленных коллекторов корректировка проводится для галита, если его содержание определялось отличным от РФА способом, например, через потерю массы навески при промывке дистиллированной водой. С учетом внесенных изменений в программу лабораторных исследований содержание всех компонентов должно иметь одну и ту же размерность – массовые проценты, поэтому данная операция выполняется по достаточно простой формуле

$$C_i^{\text{РФА}'} = \frac{100 - \sum_{j=1}^n C_j}{100} C_i^{\text{РФА}}, \quad (1)$$

где $C_i^{\text{РФА}}$, $C_i^{\text{РФА}'}$ – соответственно исходное и скорректированное содержание минерала

по данным РФА, % масс; $\sum_{j=1}^n C_j$ – суммарное

содержание всех остальных компонентов породы (включая сохраненные нефть и воду), содержание которых определялось иными методами, % масс; i – индекс минерала из перечня определенных по данным РФА.

Корректировка результатов проводится для всех образцов выборки с полным набором данных, необходимых для построения ОПМ.

ОПИСАННАЯ ПРОГРАММА СПЕЦИАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЯДРА И СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ СОСТАВЛЯЮТ МЕТОДОЛОГИЧЕСКУЮ ОСНОВУ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ ПО ОСВОЕНИЮ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, РЕАЛИЗУЕМЫХ КОМПАНИЕЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Шаг 3. После корректировки проводится проверка условия согласованности модели в массовых процентах. Для всех образцов выборки должно выполняться следующее соотношение:

$$\sum_{i=1}^n C_i^{\text{РФА}'} + \sum_{j=1}^n C_j = 100 \%, \quad (2)$$

которое свидетельствует о том, что результаты РФА скорректированы по другим компо-

нентам, измеряемым иными методами, верно. Важной особенностью предлагаемого подхода является то, что ОПМ изначально адаптируется к прямым измерениям содержания компонентов породы в поверхностных условиях (т.е. на образцах керна), поэтому в соотношении (2) не участвует пористость, определяющая потери пластового флюида из керна. Она будет учтена позже.

Шаг 4. Теперь следует подготовить переход от массового содержания к объемному, формула которого имеет следующий вид:

$$C_v^i = \frac{C_m^i \cdot \delta_{\text{обр}}}{\delta_i^{\text{КОМ}}}, \quad (3)$$

где C_m^i , C_v^i – соответственно массовая и объемная концентрация i -го компонента породы; $\delta_{\text{обр}}$ – плотность образца; $\delta_i^{\text{КОМ}}$ – плотность i -го компонента породы.

НА 01.06.2019 Г. ПО РАССМОТРЕННОЙ МЕТОДИКЕ ИЗУЧЕН НОВЫЙ КЕРН ОДНОЙ СКВАЖИНЫ, ПРОВОДИТСЯ ДОИЗУЧЕНИЕ ИСТОРИЧЕСКОГО КЕРНА, КОТОРОЕ ПЛАНИРУЕТСЯ ЗАВЕРШИТЬ ДО КОНЦА 2019 Г. ОПМ ПОСТРОЕНЫ ДЛЯ ТРЕХ СКВАЖИН ПАЛЪЯНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Так как на начальном этапе построения ОПМ не учитываются потери пластового флюида, в качестве плотности образца $\delta_{\text{обр}}$ принимается кажущаяся плотность скелета породы, которая вычисляется при определениях пористости газоволюметрическим методом на неэкстрагированных образцах. Плотности компонентов, точные значения которых неизвестны, подбираются из условия минимизации квадратичной ошибки для всей выборки

$$\sum_{j=1}^n \left[\left(\frac{\sum_{i=1}^n C_m^i \delta_{\text{обр}}^i}{\delta_i^{\text{КОМ}}} - 100 \right)^2 \right]_{\delta_i^{\text{КОМ}}} \rightarrow \min, \quad (4)$$

где $\delta_{\text{обр}}^i$ – кажущаяся плотность скелета породы j -го образца. Здесь варьируется величина $\delta_i^{\text{КОМ}}$ одного искомого компонента, значения остальных принимаются константами. Искомая величина $\delta_i^{\text{КОМ}}$ на первой итерации принимается исходя из наиболее вероятного значения, затем перебираются все значения из допустимого диапазона. В качестве результата принимается величина, дающая минимальное квадратическое отклонение для всех образцов из выборки. Указанную про-

цедуру можно повторять для всех компонентов ОПМ, для которых точные значения плотностей неизвестны и требуется их уточнение. Итоговым результатом на данном шаге является массив наиболее подходящих плотностей $\{\delta_i^{\text{КОМ}}\}$.

Шаг 5. После уточнения плотностей $\delta_i^{\text{КОМ}}$ осуществляется переход от массовых единиц к объемным по формуле (3). По результатам выполнения этой процедуры для большинства образцов не будет выполняться базовое условие согласованности, в соответствии с которым сумма объемных концентраций для каждого образца выборки должна быть равна 100 %, что обусловлено погрешностями измерений, отсутствием точной информации о свойствах компонентов, гетерогенностью коллекторов и многими другими факторами. В связи с этим необходимо провести принудительную корректировку полученного результата, суть ее сводится к расчету мультипликативных коэффициентов, чтобы сумма всех объемных концентраций стала равна 100 % для каждого образца из выборки.

$$C_v^{i'} = C_v^i \frac{100}{\sum_j C_v^j}, \quad (5)$$

где $C_v^{i'}$ – скорректированное объемное содержание i -го компонента породы, %. Для каждого образца выборки скорректированные объемные содержания должны в сумме давать 100 %, т.е.:

$$\sum_{i=1}^n C_v^{i'} = 100 \text{ \%}.$$

Из-за процедуры принудительной корректировки массив уточненных плотностей $\{\delta_i^{\text{КОМ}}\}$ может оказаться неоптимальным, для повышения качества ОПМ его лучше пересчитать с тем же диапазоном, что и на предыдущем шаге исходя из того, что для всякого образца из выборки должно выполняться следующее условие:

$$\sum_{i=1}^n \frac{C_v^{i'}}{100} \delta_i^{\text{КОМ}} - \delta_{\text{обр}} \delta_i^{\text{КОМ}} \rightarrow \min, \quad (6)$$

где $C_v^{i'}$ – скорректированное по формуле (5) объемное содержание i -го компонента породы, %. На выходе получится массив уточненных плотностей $\{\delta_i^{\text{КОМ}}\}$, который будет считаться окончательным.

Шаг 6. На этом шаге выполняется проверка, в рамках которой проводится сопоставление измеренных и рассчитанных по полученным данным значений плотности скелета образцов. По сути, решается прямая задача, на вход которой подаются найденные объемные доли компонентов и их уточненные плотности. Для этого строится кросс-плот, на него выносятся замеры плотности по керну и результаты расчета (рис. 1).

Шаг 7. В случае удовлетворительной сходимости расчетных и измеренных величин по кажущейся плотности скелета в модель вводится пористость, которая в логике применяемого подхода характеризует потери пластового флюида из керна. Формула этой процедуры имеет следующий вид:

$$C_v^{i''} = \frac{100 - K_{п/г}^{до\ экстр}}{100} C_v^i, \quad (7)$$

где $C_v^{i''}$ – скорректированное с учетом потерь легких фракций углеводородов значение объемной концентрации i -го компонента породы, %; $K_{п/г}^{до\ экстр}$ – пористость i -го образца до экстракции, измеренная газовой метрическим методом, %.

Заключительное условие согласованности, которое требуется проверить, имеет следующий вид:

$$\sum_{i=1}^n C_v^{i''} + K_{п/г}^{до\ экстр} = 100 \%. \quad (8)$$

Шаг 8. После построения петрофизической модели ее необходимо проверить на согласованность по плотности. Этот шаг полностью аналогичен шагу 6, только вместо кажущейся плотности скелета используется объемная плотность, полученная при определении пористости образцов с естественным для поверхностных условий насыщением (т.е. до экстракции).

На рис. 2 приведено сопоставление величин объемной плотности образцов, измеренных и рассчитанных по полученным данным. Если расчетная плотность хорошо соотносится с измеренной, то данный вариант объемной модели можно считать согласованным по этому параметру.

Для решения специфических задач рекомендуется провести дополнительную проверку на согласованность. Например, при петроупругом моделировании целесообразно протестировать полученную модель на корректность восстановления динамических характеристик.

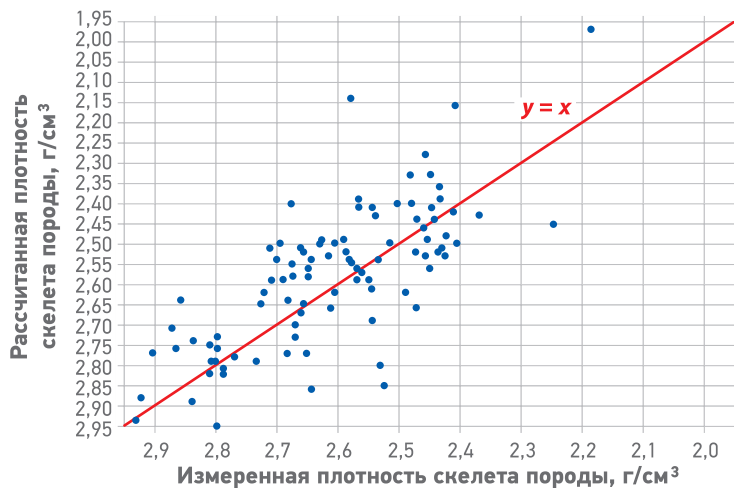


Рис. 1. Кросс-плот величин плотности скелета, измеренных на образцах керна и рассчитанных через объемные доли компонентов и уточненные плотности

Шаг 9. Результатом реализованных на предыдущих шагах действий является согласованная по плотности ОПМ, построенная по усеченной выборке, в которую входят образцы с полным набором необходимых данных. Очень часто на практике по каким-либо причинам для ряда образцов отсутствуют результаты исследований по одному или нескольким методам. Чтобы максимально задействовать фактическую информацию по остальным образцам с неполным набором необходимых данных, целесообразно воспользоваться различными инструментами, позволяющими на основе парных корреляций или иных методов получить оценочные значения по недостающим параметрам. За счет этих данных предлагается расширить исходную выборку.

В большинстве добавленных точек не будет выполняться основное условие согласованности модели, согласно которому сумма всех объемных концентраций должна равняться 100 %, поэтому для расширенной выборки может понадобиться принудительная корректировка по формуле (5). При наличии данных по объемной плотности для всех образцов следует повторно провести проверку на согласованность по этому параметру.

Шаг 10. Для прогнозирования скоплений углеводородов и оценки ресурсной базы ключевое значение имеет пористость, особенно нефтенасыщенной части, в связи с чем в ОПМ нужно выделить эти составляющие в качестве самостоятельных компонентов.

Общий объем порового пространства будет складываться из результатов трех видов исследований: замеров пористости образцов с естественным насыщением (до экстракции),

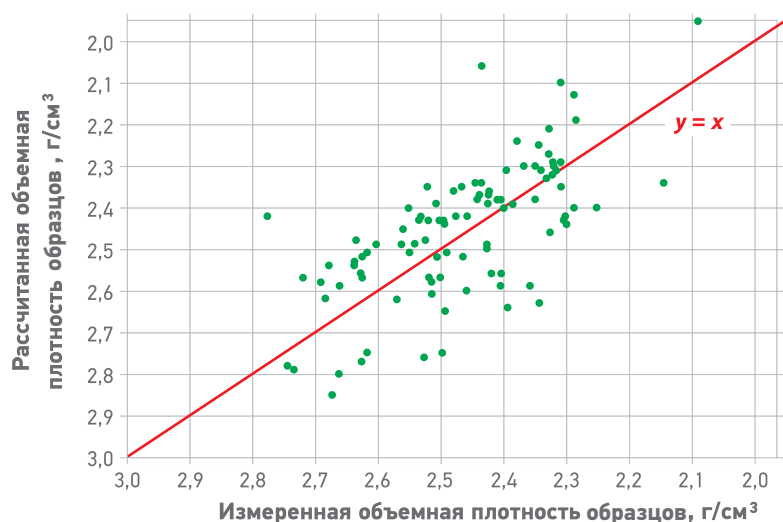


Рис. 2. Кросс-плот величин объемной плотности образцов, измеренных на образцах керна и рассчитанных через объемные доли компонентов, значений пористости до экстракции и уточненные плотности

определений остаточных (сохраненных) нефте- и водонасыщенности

$$K_{п.расч} = K_{п.до\ экстр} + K_{п.н.ост} + K_{п.в.ост} \quad (9)$$

где $K_{п.расч}$ – расчетная пористость; $K_{п.до\ экстр}$ – пористость до экстракции (потери летучих углеводородов из керна), %; $K_{п.н.ост}$ – объем порового пространства, занятый остаточной нефтью, %; $K_{п.в.ост}$ – объем порового пространства, занятый сохранившейся водой, %.

В образцах с минимальным содержанием деструктивных компонентов породы типа гетерогенных соединений и галита расчетная пористость должна соответствовать стандартной, измеряемой после экстракции и сушки образцов.

Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывается как отношение объема пор, заполненных нефтью, к общему объему пор породы

$$K_{н.расч} = \frac{K_{п.до\ экстр} + K_{п.н.ост}}{K_{п.до\ экстр} + K_{п.ост} + K_{п.н.ост}} \quad (10)$$

Ранее отмечалось, что в рамках предлагаемого подхода при соблюдении условий изолированности керна часто делается допущение, что все потери пластового флюида относятся к летучим компонентам нефти.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Описанная программа специальных исследований керна и способ обработки полученных результатов составляют методологическую основу планирования опытно-промышленных работ по освоению бажен-

ской свиты, реализуемых компанией «Газпром нефть».

На 01.06.2019 г. по рассмотренной методике изучен новый керн одной скважины, проводится доизучение исторического керна, которое планируется завершить до конца 2019 г. ОПМ построены для трех скважин Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

На **рис. 3** приведен петрофизический планшет по одной из скважин Пальяновской площади, иллюстрирующий преимущество предлагаемого подхода перед общепринятыми. Всего из керна баженовской свиты данной скважины отобрано 110 образцов. Благодаря исключению стандартных процедур пробоподготовки, связанных с экстракцией образцов и их сушкой, определениями пористости, охарактеризована вся отобранная коллекция. Полученный результат на качественном уровне хорошо согласуется с данными геофизических исследований в открытом стволе, результатами газового каротажа во время бурения и определениями пористости по керну стандартными методами, которые выполнены после щадящей (неполной) экстракции.

На треке № 3 на **рис. 3** показано сопоставление пористости по результатам ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) с пористостью по керну до экстракции и аномалиями по газовому каротажу, из которого видно, что интервалы активных нефтегазопроявлений характеризуются повышенными значениями пористости по ЯМК и наиболее интенсивными потерями пластового флюида из керна. Большинство этих интервалов имеют прямые признаки коллектора по данным геофизических исследований скважин – глинистую корку, которая образуется при бурении вследствие проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые породы.

На треке № 4 на **рис. 3** показано сопоставление профиля насыщения с дифференциацией нефти по степени подвижности [12] и пористости, определенной по стандартной методике после щадящей (неполной) экстракции, чтобы предотвратить механическое разрушение образцов. Параметры профиля насыщения имеют размерность пористости и в сумме должны давать относительный объем породы, занятый пластовым флюидом, что подтверждается приведенным сопоставлением. При этом наилучшее соответствие достигается в обедненных органическим веществом разностях, т.е. в породах, по составу наиболее близких к традиционным коллекторам. Недостаточность экстракции хорошо видна по образцам из интервалов высокобитуминозных пород в пачках IV и III, где фактические заме-

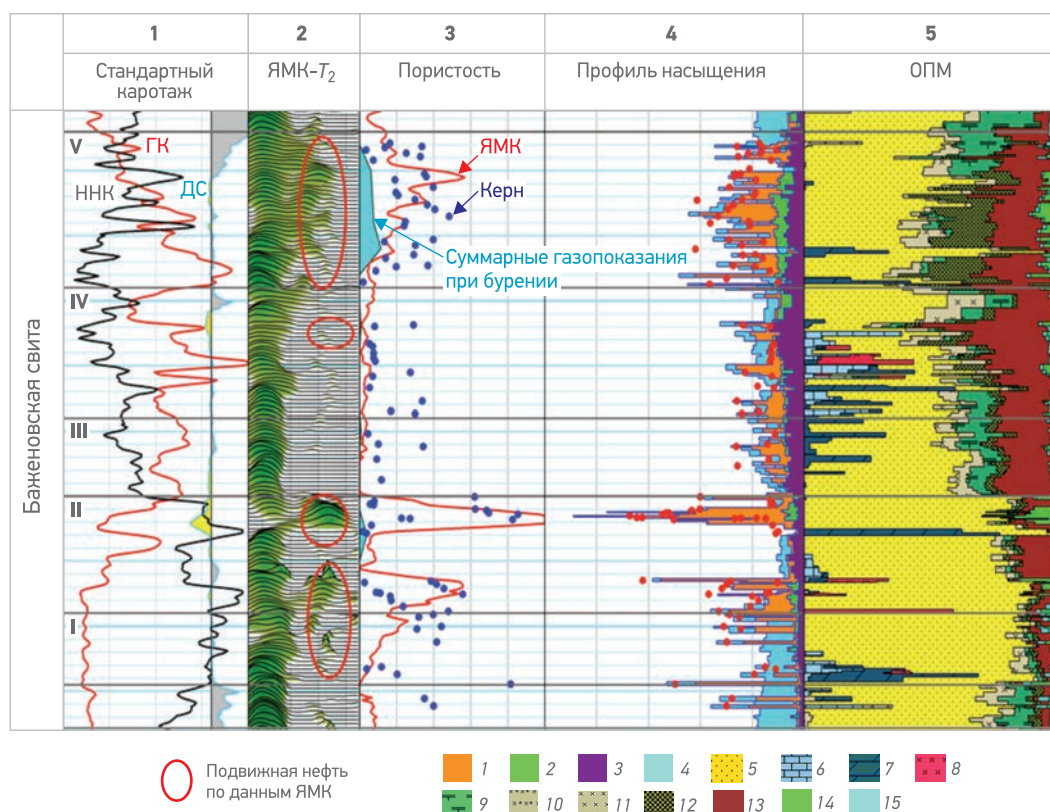


Рис. 3. Петрофизический планшет баженовской свиты (вертикальный шаг сетки равен 1 м):

I-V – номер пачки; ГК – гамма-каротаж; ДС – кавернометрия; ННК – нейтрон-нейтронный каротаж; T_2 – время поперечной релаксации; профиль насыщения: 1 – подвижная нефть (потери летучих компонентов нефти из керна); 2 – подвижная нефть, сохранившаяся в керна (параавтохтонные углеводороды); 3 – связанная нефть (автохтонные углеводороды); 4 – вода; ОПМ: 5 – кремнезем; 6 – кальцит; 7 – доломит; 8 – фосфорит; 9 – глинистые примеси; 10 – сидерит; 11 – полевые шпаты; 12 – пирит; 13 – кероген вместе с твердыми гетероатомными соединениями (смолами, асфальтенами); 14 – нефть; 15 – вода

ры пористости не достигают расчетных величин, получаемых по формуле (9). На треке № 2 на **рис. 3** приведено распределение времен поперечной релаксации T_2 по данным ЯМК, подтверждающее положение интервалов, содержащих наибольшее количество подвижной нефти, основной объем которой составляют летучие углеводороды, безвозвратно теряемые из керна. Они учитываются измерениями пористости на образцах с естественным для поверхностных условий насыщением, которые проводятся до экстракции. На треке № 5 на **рис. 3** представлена ОПМ, интегрирующая все результаты, полученные при реализации специальной программы исследований керна и обработке полученных данных. Из нее видно, что наибольшее количество подвижной нефти сосредоточено в чистых силицитах (радиоляритах) и доломитизированных или фосфатизированных разностях, обедненных органическим веществом. В дальнейшем полученные объемные петрофизические модели будут положены в основу

разработки методики интерпретации данных геофизических исследований скважин с целью оценки ресурсной базы баженовской свиты Пальяновской площади, а также для геологических и петроупругих построений с использованием новых данных сейсморазведки 3D полевого сезона 2018-2019 гг.

ВЫВОДЫ

1. Для создания объемной петрофизической модели нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов предложена программа специальных исследований керна, исключающая пробоподготовку с целью удаления из образцов сохранившегося пластового флюида.
2. Для обработки полученных результатов предложен алгоритм, который позволяет привести к согласованному виду результаты лабораторных замеров, состоящих из различных несвязанных между собой видов исследований. При реализации алгоритма одновременно проводится уточнение физических характеристик отдельных компонентов поро-

ды, чьи свойства не являются постоянными и зависят от индивидуальных особенностей состава и/или степени литогенеза.

3. На 01.06.2019 г. по предложенной методике изучен новый керн одной скважины, проводится доизучение исторического керна, которое планируется завершить до конца 2019 г. Всего ОПМ построены для трех скважин Пальяновской площади Красноленинского месторождения. Они будут положены в осно-

ву разработки методики интерпретации данных геофизических исследований скважин с целью оценки ресурсной базы баженовской свиты Пальяновской площади, а также для геологических и петроупругих построений с использованием новых данных сейсморазведки 3D полевого сезона 2018-2019 гг.

Список литературы

1. *Строение и нефтегазоносность баженинов Западной Сибири* // Сборник научных трудов под ред. член-кор. АН СССР И.И. Нестерова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985.
2. Мухидинов Ш.В., Воробьев В.С. Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы // *ПРОнефть*. – 2017. – № 1 (3). – С. 32–37.
3. Боркун Ф.Я., Федотова К.В. Взаимосвязь термобарических условий залегания и критериев нефтегазоносности пород баженовско-абалакского (верхнеюрского) комплекса Западной Сибири // *Георесурсы*. – 2015. – 1(60). – С. 20–24.
4. Карпов И.А., Мамышев Т.В., Костин Д.К. Подбор оптимального цикла работ с кернами нефтематеринских пород в зависимости от промысловых задач // *SPE 182065-RU*. – 2016.
5. Алексеев А.Д. Методы прогноза и оценки свойств пласта в условиях его разработки с помощью технологии ГРП // *SPE-191679-18 RPTC-RU*. – 2018.
6. Оптимальный метод определения водосодержания нефтегазоматеринских пород баженовской свиты Западной Сибири / Е.С. Казак, А.В. Казак, Я.В. Сорокоумова, А.Д. Алексеев // *Нефтяное Хозяйство*. – № 7. – 2019. – С. 73–78.
7. Antonas R. The Rock-Eval Method Vinci technologies www.vinci-technologies.com
8. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // *Геология нефти и газа*. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 108–113.
9. *NMR T2 Distributions in the Eagle Ford Shale: Reflections on Pore Size* / R. Lewis [et al.] // *SPE 164554 – MS*. – 2013.
10. Michael G.E., Packwood J., Holba A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid-rich shale plays: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/80365michael/ndx_michael.pdf.html
11. Maende A., Wildcat compositional analysis for conventional and unconventional reservoir assessments HAWK petroleum assessment method (HAWK-PAM), Application Note (052016-1), Wildcat Technologies, 2017 https://www.wildcattechnologies.com/download_file/view_inline/224
12. Дифференцированный подход к оценке ресурсной базы нефтематеринских отложений / А.Д. Алексеев, А.А. Антоненко, В.В. Жунов, К.В. Стрижнев // *SPE-182074-RU*. – 2016.

Reference

1. *Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoy Sibiri* (Structure and petroleum potential of bazhenites of Western Siberia): edited by Nesterov I.I., Tyumen': Publ. of ZapSibNIGNI, 1985.
2. Mukhidinov Sh.V., Vorob'ev V.S. *Methodical features of petrophysical study salinization clastic rocks of oil and gas fields Chong Group* (In Russ.), *PRONEFT*. Professional'no o nefti, 2017, no. 1(3), pp. 32–37.
3. Borkun F.Ya., Fedotova K.V., *The relation between temperature and pressure conditions and oil and gas content in Bazhenovsky-Abalaksy (Upper Jurassic) complex of Western Siberia*, *Georesursy*, 2015, 1(60), pp. 20–24.
4. Karpov I.A., Mamyshev T.V., Kostin D.K., *Selection of unconventional core workflow depending on field goals* (In Russ.), *SPE 182065-RU*, 2016, <https://doi.org/10.2118/182065-RU>.
5. Alekseev A.D., *Methods for forecasting and evaluation of reservoir properties under conditions of its development using hydraulic fracturing technology* (In Russ.), *SPE 191679-18RPTC-RU*, 2018, <https://doi.org/10.2118/191679-18RPTC-RU>
6. Kazak E.S., Kazak A.V., Sorokoumova Ya.V., Alekseev A.D., *The efficient method of water content determination in low-permeable rocks of Bazhenov formation (Western Siberia)*, (In Russ.), *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2019, no. 7, pp. 73–78.
7. Antonas R., *The Rock-Eval method Vinci Technologies*, URL: www.vinci-technologies.com
8. Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., *Methods of organic geochemistry related to the problem of oil and gas presence in domanic-type rocks* (In Russ.), *Geologiya nefti i gaza*, 2013, Special Issue, pp. 108–113.
9. Lewis R. et al., *NMR T2 Distributions in the Eagle Ford shale: Reflections on pore size*, *SPE 164554-MS*, 2013, <https://doi.org/10.2118/164554-MS>.
10. Michael G.E., Packwood J., Holba A., *Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid-rich shale plays*, ConocoPhillips, URL: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/80365michael/ndx_michael.pdf.html
11. Maende A., *Wildcat compositional analysis for conventional and unconventional reservoir assessments HAWK petroleum assessment method* (HAWK-PAM), Application Note (052016-1), Wildcat Technologies, 2017, URL: https://www.wildcattechnologies.com/download_file/view_inline/224
12. Alekseev A.D., Antonenko A.A., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., *The differentiated approach of the reserves estimation for source rock formations* (In Russ.), *SPE 182074-RU*, 2016, <https://doi.org/10.2118/182074-RU>.

ПРОГНОЗ ЗОН ЗАСОЛОНЕНИЯ ПЕСЧАНИКОВ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

УДК 550.8

© Ш.А. Нигаматов,
Л.Р. Исмагилова,
А.Н. Бощенко 2019**Ш.А. Нигаматов, Л.Р. Исмагилова**

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

А.Н. Бощенко

ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Электронный адрес: lsmagilova.LR@gazpromneft-ntc.ru

Особенностью ботубинского горизонта является наличие солей в поровом пространстве. Отмечено, что засоление уменьшает эффективные толщины. Учет засоленных прослоев в ботубинском горизонте приводит к снижению начальных геологических запасов нефти на 10 % от установленных ранее. Кроме того, наличие в песчанике засоленных прослоев обуславливает его высокую расчлененность, что влияет на выработку запасов. В статье приводятся предположения о причинах засоления и описывается подход, позволяющий прогнозировать зоны, подверженные этому процессу.

Ключевые слова: Чаяндинское месторождение, ботубинский горизонт, засоление, нефтяная оторочка

THE PREDICTION OF SALTED ZONES OF BOTUOBINSKIY FORMATION SANDSTONE
ON THE EXAMPLE OF CHAYANDINSKOYE FIELD (EAST SIBERIA)

Sh.A. Nigmatov, L.R. Ismagilova (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)**A.N. Boschenko** (Gazpromneft-Zapolyarie LLC, RF, Tyumen)

Chayandinskoye field is the unique field of East Siberia that contains large amount of natural gas, when oil rim places not wide area. The main oil reserves are concentrated on Botuobinskiy formation of Vendian terrigenous complex. The specificity of Botuobinskiy formation is the presence of salt on sandstone pore space, which is the cause of net pay thickness decrease that can reduce oil reserves down to 10 per cent. Moreover, salted layers lead to sandstone compartmentalization that has an effect on reserves recovery. It is necessary to predict salted zones location for reduction of reserves disconfirmation, choice of optimal oil recovery system and reliable decision for future investment. In this article the hypotheses of salinization are considered and way that allows salted zone prediction is suggested.

Keywords: Chayandinskoye field, Botuobinskiy formation, salinization, oil rim**DOI:** 10.24887/2587-7399-2019-3-35-40

ВВЕДЕНИЕ

Чаяндинское месторождение является уникальным месторождением Восточной Сибири по запасам природного газа, нефтяная оторочка занимает незначительную территорию. Основные запасы нефти сосредоточены в ботубинском горизонте вендского терригенного комплекса. В настоящее время нефтяная оторочка ботубинского горизонта не введена в разработку, месторождение находится в категории гринфилда (новый проект). Особенность ботубинского горизонта - присутствие солей в поровом пространстве, ранее при подсчете запасов и составлении проектных документов не учитывалась. Отмечено, что засоление уменьшает эффективные толщины. Учет засоленных прослоев в ботубинском горизонте приводит

к снижению начальных геологических запасов нефти на 10 % от установленных ранее. Более того, наличие в песчанике засоленных прослоев обуславливает его высокую расчлененность, что влияет на выработку запасов. Для снижения рисков неподтверждения геологических запасов, выбора оптимальной системы разработки и уверенного принятия дальнейших инвестиционных решений необходимо детально спрогнозировать локализацию зон засоления.

В статье приводятся предположения о причинах засоления и описывается подход, позволяющий прогнозировать данные зоны на основе палеотектонических реконструкций. Данный подход может быть использован на других месторождениях Непско-Ботубинской нефтегазоносной области.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) на территории Ленского и Мирнинского улусов (районов). В тектоническом плане оно приурочено к северо-восточной части Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы (рис. 1). В нефтегазогеологическом отношении Чаяндинское НГКМ находится в пределах Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НГО).

Непско-Ботубинская антеклиза в пределах Чаяндинского НГКМ сложена вендскими и нижнекембрийскими отложениями и в малой степени отложениями среднекембрийского возраста. Венд-нижнекембрийскую толщу можно разделить на два комплекса: терригенный и сульфатно-галогенно-карбонатный. Запасы углеводородов сосредоточены в ботубинском, хамакинском и талахском горизонтах вендского терригенного комплекса (рис. 2). Основные запасы нефти приурочены к ботубинскому горизонту, при этом нефтяная оторочка занимает незначительную тер-

риторию. Ботубинское несогласие отделяет терригенный комплекс от сульфатно-галогенно-карбонатного [1]. Ботубинский горизонт перекрывается толщей ангидрито-доломитов, которая служит покровом для залежей углеводородов данного горизонта. Выше по разрезу в юрегинской, толбачанской и чарской свитах нижнего кембрия отмечается переслаивание пластов каменной соли и ангидрито-доломитовых пород (см. рис. 2).

СТРОЕНИЕ БОТУБИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Ботубинский горизонт на Чаяндинском НГКМ сложен в основном песчаником мелко-среднезернистым мономинтовым кварцевым с гидрослюдистым – глинистым цементом и незначительными алевритовыми и глинистыми разностями в нижней части разреза. Преобладание песчаников, средняя сортировка обломочного материала, кварцевый состав свидетельствуют о длительной переработке материала до его седиментации, высокой гидродинамической активности вод бассейна осадконакопления. Согласно данным, работы [2] в вендском периоде в северо-восточной

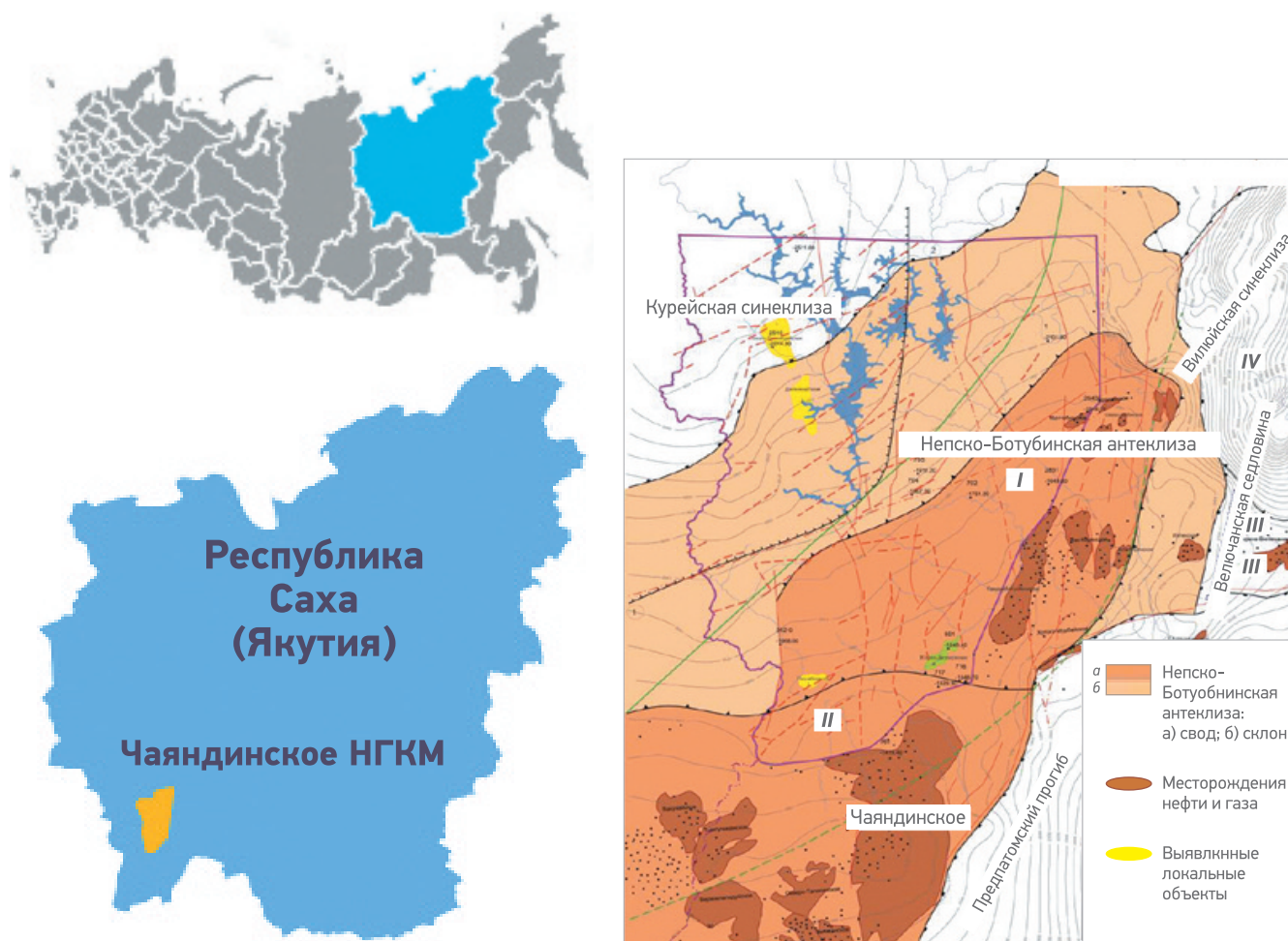


Рис. 1. Чаяндинское месторождение на обзорной (а) и структурно-тектонической (б) картах: структуры первого порядка: I – Мирнинский выступ; II – Непское поднятие; III – Величанская седловина; IV – Ыгатытинская впадина

Система	Отдел	Свита	Глубина, м	Литология	Горизонты
Кембрий - ϵ	Средний - ϵ_1	Бордонская - $\epsilon_2 br$	500		
		Метегерская - $\epsilon_2 mt$			
		Ичерская - $\epsilon_1 - zic$			
	Нижний - ϵ_1	Чарская - $\epsilon_1 cr$			
		Олекминская - $C_1 ol$			
		Толбачанская - $\epsilon_1 tb$			
		Эльгянская - $\epsilon_1 el$			
		Нелбинская - $\epsilon_1 nb$			
		Юрегинская - $\epsilon_1 iur$			
		Билирская - $\epsilon_1 bl$			
V - C_1		Юряхская - V - $\epsilon_1 iurk$			
Венд - V		Кудулахская - Vkd	1500		
		Успунская - Vus			
		Бюкская - Vbk			
		Паршинская - Vpr			
		Талахская - Vtlh			
		Хороновская - Vvhrn			
		Талаканская R_3 - V			
		Конгломератовая			
		Кристаллический фундамент			

Рис. 2. Выкопировка из сводного литолого-стратиграфического разреза Чаяндинского месторождения

части Непского свода осадконакопление происходило в условиях регионального наклона поверхности в восточном направлении в сторону Предпатомского регионального прогиба. Привносимый в бассейн седиментации обломочный материал (алевро-песчаные осадки) большей частью осаждался в прибрежно-морской зоне. Таким образом, формирование пород ботубинского горизонта происходило в условиях крупной баровой системы, простирающейся вдоль береговой линии в северо-восточном направлении. Мощность ботубинского горизонта уве-

личивается с севера-запада к центральной части от 0 м до 24 м, и далее вновь уменьшается до полного выклинивания горизонта на юго-востоке. Протяженность баровой системы в пределах нефтяной оторочки составляет 10 км.

Коллекторские свойства песчаников достаточно высокие: проницаемость – от 0,010 до 5 мкм², пористость – 12-25 %. Тем не менее коллекторские свойства ухудшаются из-за наличия в породах солей. Соли представлены галитом (NaCl), что характерно для других площадей в пределах Непско-Пеледуйского

свода [3]. По данным анализа керна и результатов геофизических исследований скважин (ГИС) выявлено, что засоленные прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 2 м (рис. 3), при этом число таких прослоев толщиной 2 м в некоторых скважинах может достигать 5-6. Следовательно, соли не только снижают емкостные свойства песчаников, но и являются причиной их высокой расчлененности.

ПРИЧИНЫ ЗАСОЛОНЕНИЯ И ПРОГНОЗ ЗОН ЗАСОЛОНЕНИЯ ПЕСЧАНИКОВ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА

По данным анализа керна в поровом пространстве пород присутствуют соли (см. рис. 3). Бары формируются в бассейнах с нормальной соленостью вод, из чего следует, что засоление пород ботубобинского горизонта является постседиментационным процессом. Источником галита для

вендских отложений являлись рассолы, поступавшие из вышележащего сульфатно-галогенно-карбонатного комплекса кембрия. Рассолы просачивались в нижележащие отложения по ослабленным зонам, далее из этих рассолов в пустотном пространстве пород кристаллизовался и выпадал в осадок галит. При этом главной причиной кристаллизации и выпадения солей является термобарический метаморфизм, связанный со снижением пластовых давлений и температур [4].

Песчаники ботубобинского горизонта по всей территории Чаяндинского НКГМ перекрываются мощной ангидрито-доломитовой толщей (см. рис. 2), которая служит не только крышкой для залежей углеводородов этого горизонта, но и флюидоупором для просачивания рассолов из вышележащих соленосных горизонтов. Однако тектонические нарушения могут способствовать ослаблению флюидоупоров, создавая зоны разуплотнения и трещиноватости. Вероятно, тектонические процессы определяют направление и скорость движения рассолов, выпадение из них солей, и, как следствие, прогноз зон засоления может быть связан с разломной тектоникой.

В пределах развития нефтяной оторочки по результатам интерпретации данных сейсморазведки выделяется тектоническое нарушение – разлом северо-восточного простирания, который делит оторочку на два блока: северо-западный и северо-восточный. Анализ карты стратиграфических толщин ботубобинского горизонта позволяет предположить, что данный разлом имеет конседиментационный характер, т.е. был активизирован еще в период осадконакопления. Непосредственно к востоку от разлома в северо-восточном блоке наблюдается увеличение толщин относительно северо-западного блока (рис. 4). Увеличение толщины горизонта связано с резким перегибом палеодна бассейна. Данный перегиб может объясняться наличием разлома, по которому северо-восточный блок опускался, вследствие чего увеличивалась его толщина, а северо-западный воздымался и подвергался размыву и эрозии. К окончанию формирования ботубобинского горизонта вся территория могла быть подвержена эрозии, о чем свидетельствует интракластовая брекчия в керне подошвы ангидрито-доломитовой толщи. Однако северо-западный блок подвергался большей эрозии, и часть разреза могла не сохраниться. Вследствие эрозии и размыва породы северо-западного блока были разуплотнены

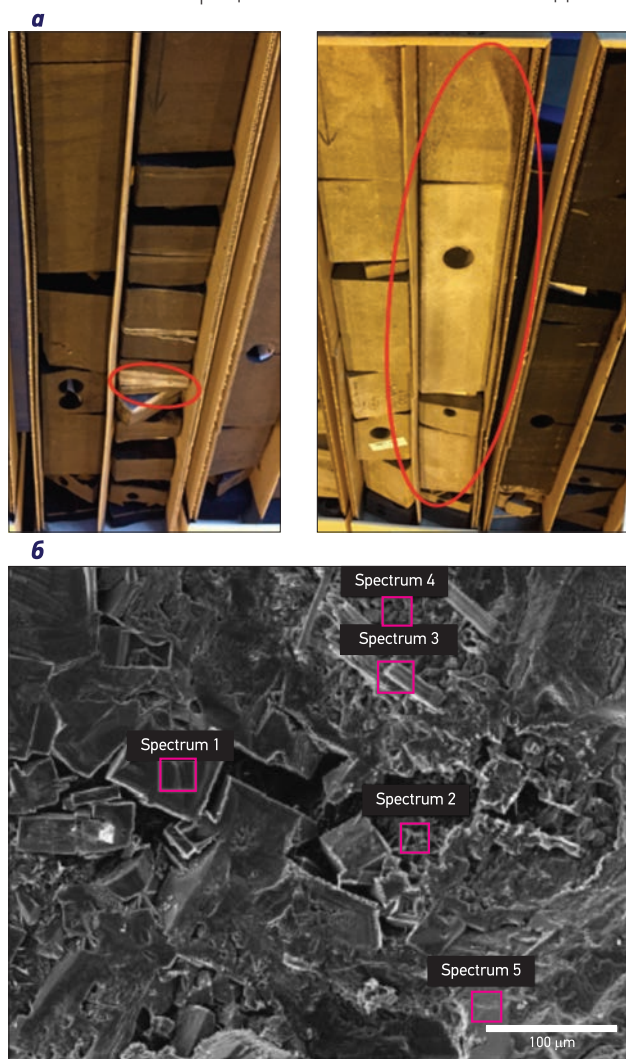


Рис. 3. Засоление песчаников ботубобинского горизонта: а – фотография керна с засоленными прослоями (более светлые, выделены красной линией); б – кристаллы галита в поровом пространстве (фотографии сделаны с помощью растрового электронного микроскопа)

уже к концу формирования горизонта и позднее могли стать проводниками для вертикальной миграции рассолов. Карта доли засоленных прослоев в разрезе горизонта, построенная по скважинным данным, при совмещении с картой стратиграфических толщин подтверждает данную гипотезу: доля засоленных прослоев выше в северо-западном блоке (см. рис. 4).

Тем не менее, в скв. 18 также встречается засоление. По данным интерпретации результатов сейсморазведки разломы здесь не выявлены, можно предположить, что зон разуплотнения и трещиноватости здесь нет. Для обоснования или опровержения этого предположения необходимо определить зоны, подвергшиеся наибольшему влиянию тектонической активности в течение всей геологической истории. Более правильным считается анализ палеотектонической обстановки в период наиболее значимых геологических событий. Таким событием можно считать накопление солей чарской свиты нижнего кембрия. Карта толщин пород между подошвой солей чарской свиты и кровлей ботубинского горизонта показывает, что северо-западный блок к моменту накопления солей чарской свиты был наиболее погружен (рис. 5). Наблюдается также незначительное погружение территории в районе скв. 18. Это дает основание предположить, что в районе скв. 18 был активизирован разлом, имеющий северо-восточное простирание, как и разломы, выделенные между скв. 10, 11 и 1, 3.

Таким образом, можно предположить, что зональность распространения засоления по площади обусловлена тектонической активностью. Более детально оценить распространение засоленных прослоев в межскважинном пространстве в настоящее время невозможно. Из-за незначительных толщин засоленные прослои не прослеживаются по данным сейсморазведки. Однако можно предположить их ориентацию. Согласно исследованиям наибольшему засолению подвержены первоначально лучшие коллекторы с минимальной глинистостью и максимальными значениями пористости/проницаемости [4], т.е. миграция рассолов происходила по наиболее проницаемым зонам. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) обладает осевая часть бара, при этом ориентация баровых тел имеет северо-восточное простирание. Можно предположить, что засоленные прослои ориентированы в северо-восточном направлении.

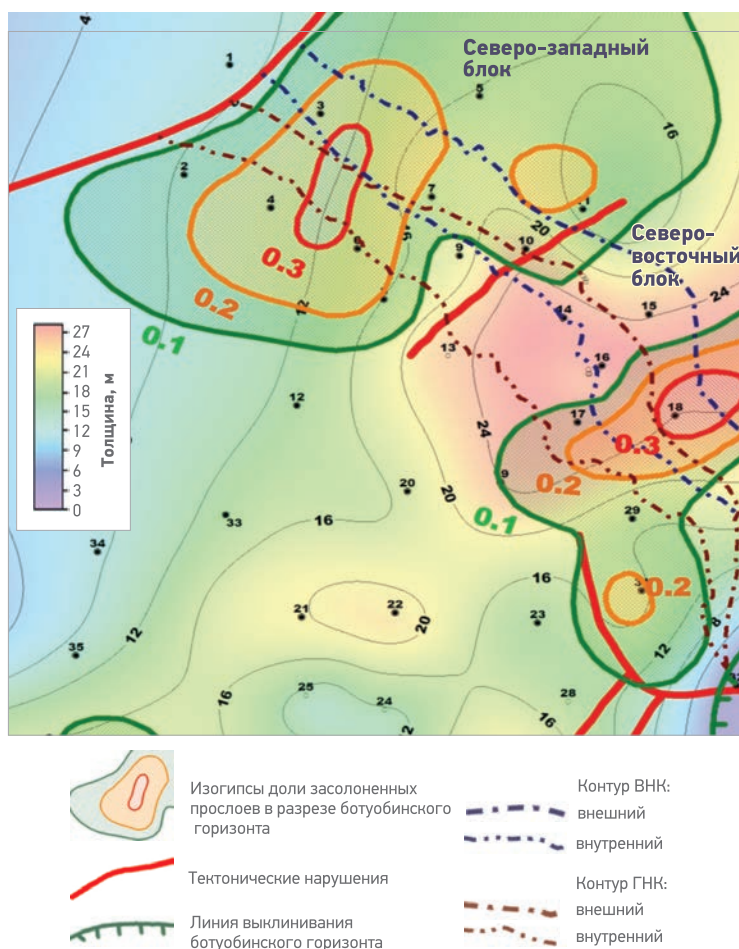


Рис. 4. Карта стратиграфических толщин, совмещенная с картой доли засоленных прослоев в разрезе ботубинского горизонта

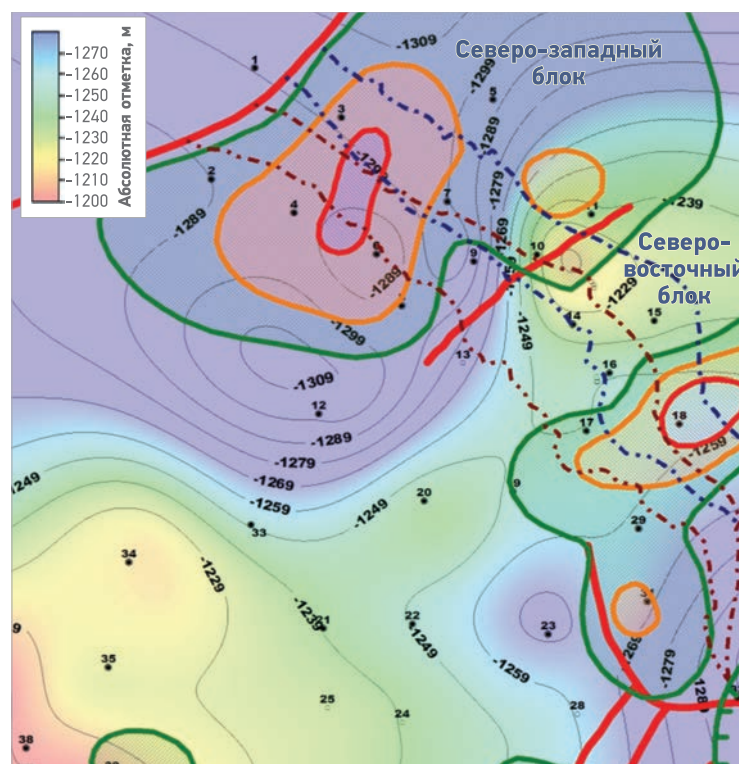


Рис. 5. Карта палеорельефа на момент формирования солей чарской свиты, совмещенная с картой доли засоленных прослоев в разрезе ботубинского горизонта (условные обозначения те же, что и на рис. 4)

ВЫВОДЫ

1. Ботуобинский горизонт сложен средне-мелкозернистым песчаником, проницаемость варьируется в диапазоне 0,01–5 мкм², пористость – 12–25 %. ФЕС песчаников снижаются из-за присутствия солей в поровом пространстве. По данным анализа керн и ГИС засоленные прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 2 м, при этом число прослоев толщиной 2 м в некоторых скважинах может достигать 5–6. Данный фактор приводит к высокой расчлененности пласта.

2. Определяющим фактором локализации зон засоления является тектоническая активность, генерирующая зоны разуплотнения и трещиноватости, по которым из вышележащих соленосных пластов поступали высокоминерализованные растворы.

3. Палеотектонические реконструкции позволили локализовать зоны засоления в пределах нефтяной оторочки. Наибольшему засолению подвергся северо-западный блок, испытывавший в период вендско-кембрийского времени сначала возды-

мание, затем погружение. Свидетельством воздымания блока является резкое уменьшение стратиграфических толщин в скважинах северо-западного блока по сравнению со скважинами юго-восточного блока при незначительном расстоянии между ними. Погружение блока оценено по данным палеорельефа на начало формирования солей вышележащих соленосных отложений чарской свиты нижнего кембрия.

4. Наибольшему засолению подвержены первоначально лучшие коллекторы, исходя из чего предполагается, что ориентация зон засоления совпадает с ориентацией песчаных баровых тел и имеет северо-восточное направление.

5. Принятый подход к прогнозу зон засоления может быть применим и на других месторождениях Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Список литературы

1. Бурова И.А. Палеогеографические реконструкции венд-нижнекембрийских карбонатных отложений западного склона северной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf
2. Крючков В.Е., Медведев А.Г., Извеков И.Б. Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения // Вести газовой науки. – 2012. – № 1 (9). – С. 194–201.
3. Кальвин И.А., Моисеев В.А., Буторов В.В. Условия кристаллизации соли в поровом пространстве коллекторов Непского свода // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 23–25.
4. Рыжов А.Е., Перунова Т.А., Орлов Д.М. Структура порового пространства пород-коллекторов ботуобинского горизонта Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов, // Вести газовой науки. – 2011. – №1 (6). – С. 162–174.
5. Воробьев В.С., Клинов Я.С. Причины засоления терригенных пород в пределах Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 – С. 36–42.

Reference

1. Burova I.A., *The paleogeographical reconstruction of Vendian-Lower Cambrian carbonate rocks at the west slope of the north part of Nepsko-Botuobinskaya antecline* (In Russ.), Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2014, no. 4, URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2014.pdf
2. Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Izvekov I.B., *Litologo-fatsial'nye i geodinamicheskie usloviya formirovaniya vendskikh otlozheniy Chayandinskogo mestorozhdeniya* (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2012, no. 1(9), pp. 194–201.
3. Kal'vin I.A., Moiseev V.A., Butorov V.V., *Salt crystallization conditions in the pore space of the reservoirs of the Nepa arch* (In Russ.), Geologiya nefii i gaza, 1990, no 6, pp. 23–25.
4. Ryzhov A.E., Perunova T.A., Orlov D.M., *The structure of pore space at botuobinskiy formation reservoir of Chayandinskoe field* (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2011, no. 1(6), pp. 162–174.
5. Vorob'ev V.S., Klinovaya Ya.S., *Causes of salinization of terrigenous rock within the Verkhnechonskoe field (Eastern Siberia)* (In Russ.), Gazovaya promyshlennost', 2017, no. 4, pp. 36 – 42.

КОРРЕКТНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ СЕЗОННОГО ОТТАИВАНИЯ ГРУНТОВ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ

Д.С. Паздерин, к.т.н., Д.В. Аксенов, А.Е. Ерошкин

ООО «Газпромнефть-Ямал»

А.В. Федорова

Тюменский индустриальный университет

Электронный адрес: Pazderin.DS@tmn.gazprom-neft.ru

В статье приводятся результаты натурных исследований максимальной глубины оттаивания насыпного грунта, используемые для проектирования инженерной подготовки. Приведены результаты геотехнического мониторинга и выполнено их сопоставление с прогнозным теплотехническим расчетом с применением различных методик.

Ключевые слова: многолетнемерзлые грунты (ММГ), глубина сезонного оттаивания, теплотехнические расчеты, оптимизация насыпи, инженерная подготовка, замеры температуры грунтов

CORRECTNESS OF DETERMINING THE SEASONAL THAWING DEPTH IN A CRYOLITHIC ZONE

D.S. Pazderin, D.V. Aksenov, A.E. Eroshkin

Gazpromneft-Yamal LLC, RF, Tyumen

A.V. Fedorova

Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

The article gives the results of field studies of the maximum thawing depth of fill-up ground, to be used for the design of engineering training. The results of geotechnical monitoring are presented and compared with the predictive thermotechnical calculations using various methods.

Keywords: permafrost soils, seasonal thawing depth, thermotechnical calculations, embankment optimization, engineering training, soil temperature measurements

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-41-44

ВВЕДЕНИЕ

При освоении крупных нефтегазовых проектов разработки месторождений, расположенных на территории распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), как правило, вертикальную планировку местности проводят с помощью подсыпки (насыпи из непучинистого песка), что позволяет сохранить в мерзлом состоянии грунты в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации зданий и сооружений. Существует несколько методик (формул) расчета глубины оттаивания насыпного грунта, которые определяют проектную минимальную высоту подсыпки. В статье на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) показано, какие методики являются эффективными и экономически обоснованными.

Согласно обязательному к применению приложению Г свода правил СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» нормативная глубина сезонного оттаивания может быть определена по данным натурных наблюдений по формуле

$$d_{th,n} = d'_{th} \sqrt{\frac{(T_{th,m} - T_{bf})t_{th,m}}{(T_{th} - T_{bf})t_{th}}}, \quad (1)$$

где d'_{th} – наибольшая глубина сезонного оттаивания грунта в годовом периоде, м, устанавливаемая по данным натурных наблюдений; T_{bf} – температура начала замерзания грунта, °С; $T_{th,m}$, $t_{th,m}$ – соответственно средняя по многолетним данным температура воздуха за период положительных температур, °С, и продолжительность этого периода, ч, принимаемые по СП

131.13330.2012 (для климатических подрайонов IB и IG значения $T_{th,m}$, $t_{th,m}$ следует принимать с коэффициентом 0,9). При отсутствии данных натурных наблюдений допускается определение $d_{th,n}$ по следующей формуле:

$$d_{th,n} = \sqrt{\frac{2\lambda_{th}(T_{th,c} - T_{bf})t_{th,c}}{q_1} + \left(\frac{Q}{2q_1}\right)^2} - \frac{Q}{2q_1}, \quad (2)$$

где

$$Q = \left(0,25 - \frac{t_{th,c}}{t_1}\right)(T_0 - T_{bf})k_m \sqrt{\lambda_f C_f t_{th,c}}; \quad (3)$$

$$q_1 = L_v + \left(\frac{t_{th,c}}{t_2} - 0,1\right) \times (C_{th}(T_{th,c} - T_{bf}) - C_f(T_0 - T_{bf})); \quad (4)$$

где L_v – объемная теплота таяния грунта, ккал/(м³·К) (1 кал = 4,18 Дж); λ_{th} – теплопроводность талого грунта, ккал/(м·ч·К); λ_f – теплопроводность мерзлого грунта, ккал/(м·ч·К); $t_{th,c}$ – расчетная продолжительность летнего периода, ч; C_{th} – теплоемкость талого грунта, ккал/(м³·К); C_f – теплоемкость мерзлого грунта, ккал/(м³·К); $T_{th,c}$ – расчетная температура поверхности грунта в летний период, °С; T_{bf} – температура начала замерзания грунта, °С; T_0 – расчетная среднегодовая температура многолетнемерзлого грунта, °С; t_1 – время, принимаемое равным 3600 ч; t_2 – время, принимаемое равным 7500 ч; $k_m = 1,0$ – коэффициент для песчаных грунтов.

Существующая практика проектирования показала, что проектная организация не располагает необходимыми натурными наблюдениями, и вычисления проводятся по формуле (2). Требования к проведению натурных наблюдений достаточно жесткие [1]. Например, измерения температуры необходимо выполнять в течение летнего периода

не реже одного раза в 10 дней. Из формул (1) и (2) видно, что рассчитываемая величина сезонного оттаивания не зависит от многих влияющих на нее параметров. В расчетах не учитываются динамика климатических параметров в течение года, неоднородность геологического строения грунта, ландшафт (от которого зависит снегонакопление), начальное распределение температуры ММГ и др.

Другим распространенным методом прогнозного расчета динамики теплового состояния ММГ является численный метод. Методы таких прогнозов в настоящее время достаточно хорошо разработаны [2] и регламентированы (РСН 67-87. Республиканские строительные нормы. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами).

РАСЧЕТ ПО СП 25.13330.2012 БЕЗ УЧЕТА НАТУРНЫХ ДАННЫХ

При разработке проектно-сметной документации Новопортовского НГКМ проектным институтом выполнен расчет минимально допустимой высоты насыпи для выполнения инженерной подготовки.

При расчете температура грунта на глубине нулевых амплитуд (10 м) принята равной -3 °С на основании материалов изысканий теплофизические свойства насыпного грунта (песок ИГЭ-70) приведены в табл. 1. Расчет выполнен по формуле (2), из которой следует:

$$Q = (0,25 - 3672/3600)(-3-0)\sqrt{1,7 \cdot 465 \cdot 3672} = 3935,63 \text{ ккал/м}^3,$$

$$q_1 = (0,25 - 3672/3600)(-3-0) \cdot 1 \times \sqrt{1,7 \cdot 465 \cdot 3672} = 3935,63 \text{ ккал/м}^3,$$

$$Q_1 = L_v + (t_{th,c}/7500 - 0,1)(C_{th}(T_{th,c} - T_{bf}) - C_f(T_0 - T_{bf})),$$

где $L_v = 1690 \cdot 0,11 \cdot 80 = 14872$ ккал/м³; $t_{th,c} = 1,15 \cdot 2880 + 0,1 \cdot 3600 = 3672$ ч; C_{th} – теплоемкость талого грунта, ккал/(м³·К), $T_{th,c} = 1,4 \cdot 7,1 + 2,4 = 12,34$ °С; $T_{bf} = 0$ °С, λ_{th} – теплопроводность талого грунта, ккал/(м·ч·К); $T_0 = -3,0$ °С.

В результате расчетов глубина сезонного оттаивания составила 2,64 м.

РАСЧЕТ ЧИСЛЕННЫМ МЕТОДОМ

В связи с тем, что в приведенных выше расчетах использовались формулы, не описывающие процесс оттаивания/промерзания

Таблица 1

Показатели	Песок		Суглинок ИГЭ-208031
	ИГЭ-70	ИГЭ-448011	
Теплопроводность талого грунта, ккал/(м·ч·К):	1,51	1,73	1,29
талого мерзлого	1,70	1,94	1,39
Объемная теплоемкость грунта, ккал/(м ³ ·К):	559	652	755
талого мерзлого	465	497	538
Плотность скелета грунта, кг/м ³	1690	1550	1330
Влажность	0,11	0,20	0,32
Толщина слоя, м	2,0	4,3	13,0
Начальная температура грунта, °С	-3,0	-3,0	-3,0

Таблица 2

Средняя температура воздуха, °С												
по месяцам												за год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-24,8	-24,1	-21,9	-13,7	-5,3	2,9	11,0	10,0	4,5	-4,9	-16,8	-21,9	-8,8

влажного грунта и не учитывающие всех влияющих факторов, было принято решение выполнить сравнительный прогнозный теплотехнический расчет в сертифицированном программном комплексе (ПК) Frost 3D Universal. При определении граничных условий на поверхности грунта применялась методика, описанная в работе [2].

Свойства грунтов, принятые для расчета численным методом, представлены в табл. 1, средняя месячная температура воздуха на метеостанции Новый Порт – в табл. 2.

По результатам прогнозного теплотехнического расчета глубина сезонного оттаивания на конец летнего периода составила 1,6 м.

НАТУРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В летне-осенний период 2018 г. на территории кустовой площадки № 3 Новопортовского месторождения были проведены натурные исследования по определению максимальной глубины сезонного оттаивания. Следует учесть, что летний период 2018 г. был аномально теплым по сравнению с нормативными климатическими данными, приведенными в СП 131.13330.2012 Строительная климатология (с изменениями от 17 ноября 2015 г.).

Для определения температуры грунта по глубине были пробурены четыре термометрические скважины глубиной до 5,5 м. Они располагались на удалении от объектов, способных оказать влияние на чистоту эксперимента, т.е. вне их теплового влияния. В термометрических скважинах были установлены стационарные термокося с шагом датчиков температуры 0,25 м. Для считывания показаний использовался логгер (периодичность фиксации показаний датчиков – 4 раза в сутки).

По результатам натурных исследований наибольшая глубина оттаивания грунта составила 1,78 м.

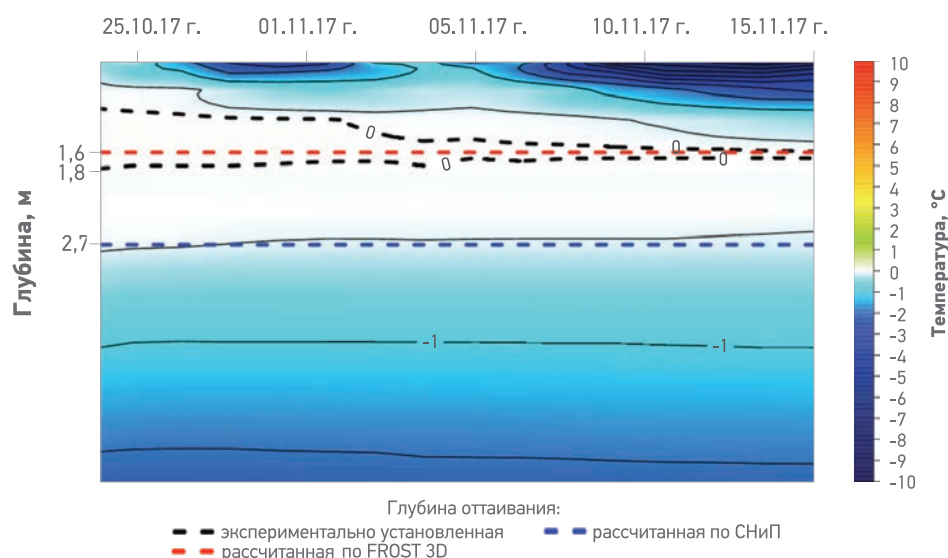
РАСЧЕТ ПО СП 25.13330.2012 С УЧЕТОМ НАТУРНЫХ ДАННЫХ

С учетом полученных натурных данных был проведен расчет нормативной глубины сезонного оттаивания по формуле (1)

$$d_{th,n} = 1,78 \sqrt{\frac{(7,13 - (-0,1))2883}{(7,8 - (-0,1))3216}} = 1,62 \text{ м.}$$

Нормативная глубина сезонного оттаивания грунта составила 1,62 м.

Результаты натурных исследований температуры грунтов представлены на рисунке.



Результаты натурных исследований температуры грунтов

Таблица 3

Методика вычислений	Глубина оттаивания, м
Расчет по СП 25.13330.2012 без учета натурных данных	2,64
ПК Frost 3D Universal	1,60
Расчет по СП 25.13330.2012 с учетом натурных данных	1,62

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные результаты исследований приведены в табл. 3. Выявлена высокая сходимость результатов расчета численными методами, результатов натурных исследований и расчета по СП 25.13330.2012 с учетом натурных данных. Результаты определения глубины сезонного оттаивания грунта, выполненного по СП 25.13330.2012 без учета натурных данных, являются значительно завышенными по сравнению с результатами расчетов по другим методикам и экспериментов.

Полученные экспериментальные данные и результаты теплотехнических расчетов были направлены в проектный институт с требованием выполнить корректировку (пересмотр ранее выполненных проектных решений) по пересчету высоты инженерной подготовки (по СП 25.13330.2012 с учетом натурных данных) для непостроенных объектов капитального строительства, а также

вновь проектируемых объектов. В результате корректировки проектной документации высота насыпи при инженерной подготовке строительства уменьшена на 0,9–1,2 м. Кроме того, уменьшение высоты насыпи позволило сократить длину свай в основании сооружений на ММГ.

ВЫВОДЫ

1. При выполнении теплотехнических расчетов по определению глубины сезонного оттаивания целесообразно применять численный метод расчета, т.к. для его выполнения не требуется проведения дополнительных исследований, при этом имеется возможность учета всех необходимых условий.
2. Проведенное исследование позволило существенно снизить капитальные вложения в инженерную подготовку, сократить объем материально-технических ресурсов и сроки строительных работ площадочных объектов Новопортовского месторождения.
3. Методика расчета минимальной высоты инженерной подготовки для объектов капитального строительства в условиях Крайнего Севера рекомендована к применению в других дочерних обществах «Газпром нефти» в качестве одного из лучших технологических решений.

Список литературы

1. Попов А.П. Технология геотехнического мониторинга в криолитозоне. // Инженерные изыскания. – 2009. – № 4. – С. 20–33.
2. Горелик Я.Б., Паздерин Д.С. Корректность постановки и решения теплотехнических задач по прогнозу динамики температурных полей в основании сооружений на многолетнемерзлых грунтах // Криосфера Земли. – 2017. – Т. XXI. – № 3. – С. 49–59.

Reference

1. Popov A.P., *Geotechnical monitoring technology in the cryolithozone* (In Russ.), Inzhenernye izyskaniya, 2009, no. 4, pp. 20–33.
2. Gorelik Ya.B., Pazderin D.S., *Correctness of formulation and solution of thermotechnical problems in forecasting temperature field dynamics in the foundations of constructions on permafrost* (In Russ.), Kriosfera Zemli, 2017, V. XXI, no. 3, pp. 49–59.

ПРИМЕНЕНИЕ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

УДК

622.276.5.001.5

П.В. Крыганов, к.т.н., И.В. Афанаскин, к.т.н., С.Г. Вольпин, к.т.н.

Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

© П.В. Крыганов,

И.В. Афанаскин,

С.Г. Вольпин, 2019

Электронные адреса: kryganov@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, sergvolpin@gmail.com

Мультискважинная деконволюция позволяет выделить конкретную реакцию на изменение режима работы скважины и обработать ее традиционными способами. При использовании мультискважинной деконволюции появляется возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую изменения давления. Такой подход также существенно упрощает обработку кривой, поскольку позволяет проще и более достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта.

Предложен новый подход к построению функции самовлияния и функций влияния: представление их в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Влияние ствола скважины представлено в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный – в виде квадратного корня, радиальный – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции. При таком подходе коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона.

Данный подход апробирован при использовании кривой забойного давления, полученной путем моделирования. При достижении хорошего совмещения смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления установлено, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали. Это характеризует высокую эффективность предлагаемого подхода.

Ключевые слова: функция влияния, функция самовлияния, мультискважинная деконволюция, гидродинамические исследования скважин (ГДИС)

MULTIWELL DECONVOLUTION APPLICATION IN THE INVERSE SOLUTION OF UNDERGROUND HYDRODYNAMICS

P.V. Kryganov, I.V. Afanaskin, S.G. Volpin

Scientific Research Institute of System Development of the Russian Academy of Sciences, RF, Moscow

Multiwell deconvolution allows to select a specific reaction to a change this or other well operation processes of a particular well and to obtain interpretation it in traditional methods. When using multiwell deconvolution opportunity appears to evaluate and to take account of noise effect on the pressure curve. In addition this approach greatly simplifies the interpreting of the curve since it allows to more easily and reliably diagnose the interpretative reservoir model. A new approach to the construction of the self-influence function and influence functions is proposed namely their representation as the sum of the elementary functions that characterize individual filtration modes in the reservoir. The influence of the wellbore storage is represented as an exponent, the bilinear flow is in the form of a fourth root, the linear flow is in the form of a square root, the radial flow is in the form of a logarithm, the influence of boundaries is in the form of a linear function. With this approach, the coefficients of the functions of influence and self-influence are represented linearly, so the Newton method can be used to determine them. This method was tested using the synthetic pressure curve. When achieving a good fit of simulated and deconvoluted pressure curves, it was found that the given in the simulation and received in the interpreting of synthetic and deconvoluted pressure curves parameters of the reservoir were match almost identically so this proposed approach is very effective.

Keywords: Influence function, self-influence function, multiwell deconvolution, welltest

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-45-50

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013-2020 гг., проект № 0065-2019-0019.

ВВЕДЕНИЕ

Геолого-гидродинамическое моделирование фильтрации в нефтяных пластах применяется как при проектировании разработки, так и при ее контроле и регулировании. Наиболее необходимо и актуально гидродинамическое

моделирование на поздних стадиях разработки, когда требуется определить невыработанные участки и решить задачи по доизвлечению остаточных запасов нефти. Главная проблема при проведении численного моделирования среди многих других заключается в недостатке достоверных исходных данных,

в частности информации о межскважинных свойствах пласта. Наиболее информативными исследованиями при изучении свойств межскважинного пространства коллектора являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), в частности методом восстановления давления и методом гидропрослушивания. Однако доля таких исследований в общем объеме исследований небольшая вследствие того, что в большинстве случаев при проведении ГДИС необходимы остановки скважин, которых недропользователи стараются избегать по экономическим причинам.

РАССМОТРЕННЫЙ МЕТОД АПРОБИРОВАН ПРИ АНАЛИЗЕ КРИВОЙ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ, ПОЛУЧЕННОЙ ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ. ПРИ ДОСТИЖЕНИИ ХОРОШЕГО СОВМЕЩЕНИЯ СМОДЕЛИРОВАННОЙ И ДЕКОНВОЛЮИРОВАННОЙ КРИВЫХ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ЗАДАННЫЕ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ПРИ ОБРАБОТКЕ КРИВЫХ САМОВЛИЯНИЯ И ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА ПРАКТИЧЕСКИ СОВПАЛИ (СРЕДНЕЕ КВАДРАТИЧЕСКОЕ ОТКЛОНЕНИЕ СОСТАВИЛО $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПА), ЧТО ХАРАКТЕРИЗУЕТ ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО ПОДХОДА

В ряде случаев в условиях недостаточного объема информации может помочь анализ забойных давлений, регистрируемых с помощью датчиков телеметрических систем (ТМС), использование которых в комплексе с электроцентробежными насосами (ЭЦН) в настоящее время широко распространено. Однако на практике проблем, связанных с качеством исходных данных ТМС, достаточно много. В связи с этим в настоящее время затруднительно считать датчики ТМС полноценными и стабильными источниками информации для дальнейшего анализа. Относительно недавние проблемы, обусловленные низкой чувствительностью ТМС, в настоящее время все чаще решаются, что позволяет определить околоскважинные свойства пласта достаточно точно. Однако для изучения межскважинных свойств пласта при интерпретации продолжительных кривых изменения давления необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных. Для решения этих проблем авторами использовалась мультискважинная деконволюция с целью изучения всех составляющих кривой изменения давления и выделения полезного сигнала, связанного с соседними скважинами. Мультискважинная деконволюция позволяет выделить конкретную реакцию на изменение режима работы той или иной скважины и обработать ее традиционными способами [1–3].

Одним из преимуществ данного подхода является то, что в процессе выделения кривая реагирования не связывается явным образом с интерпретационной моделью, т.е. для выделения реакции не требуется знание модели фильтрации.

Кроме того, появляется возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую изменения давления, существенно упростить обработку кривой, поскольку при известной функции влияния или самовлияния может быть отдельно рассчитана реакция на работу каждой возмущающей скважины с постоянным эквивалентным дебитом. Это позволяет построить гладкий диагностический график и, как следствие, проще и достовернее диагностировать интерпретационную модель пласта.

Применение мультискважинной деконволюции для материалов гидродинамических исследований изучено как отечественными [1, 4–6], так и зарубежными [7–10] специалистами.

ОСНОВЫ МЕТОДА ДЕКОНВОЛЮЦИИ ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ГИДРОДИНАМИКИ

Конволюция – это математическая операция, примененная к двум функциям f и g , образующим третью функцию, которая может рассматриваться как модифицированная версия одной из первоначальных

$$f \cdot g = w. \quad (1)$$

Обычно w – зарегистрированный сигнал, f – сигнал, который требуется восстановить, причем известно, что сигнал w получен путем свертки сигнала f с некоторым известным сигналом g . Если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить. Операцию свертки можно определить как «схожесть» одной функции с отраженной и сдвинутой копией другой. Иными словами, когда функцию f сворачивают с функцией g , происходит суммирование множества взвешенных на значения g смещенных копий функции f . Фактически конволюция является особым видом интегрального преобразования, которое можно представить следующим образом:

$$\begin{aligned} w(x) &= f(x)g(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x-y)g(y)dy = \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} f(y)g(x-y)dy. \end{aligned} \quad (2)$$

Формула (1) в дискретном виде может быть записана как

$$w(x) = \sum_{y=0}^{\infty} f(x-y)g(y) = \sum_{y=0}^{\infty} f(y)g(x-y). \quad (3)$$

Рассматривая свертку для случая ГДИС нефтяных скважин, запишем уравнение притока жидкости к нефтяной скважине (при неустановившейся фильтрации сжимаемой жидкости в упругом пласте) во время работы одной скважины [4, 7–10]:

$$\begin{aligned} p_w(t) &= p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = \\ &= p_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau, \end{aligned} \quad (4)$$

где p_w – забойное давление; p_0 – пластовое давление на момент времени $t = 0$; q – дебит скважины; g – функция самовлияния, т.е. влияние работы скважины на саму себя. Деконволюция, или обратная свертка, используется для поиска решения уравнения свертки. Применительно к подземной гидродинамике деконволюцией называется определение функции самовлияния g по имеющимся замерам забойного давления p_w и дебита q . Функция самовлияния g зависит от модели как пласта, так и скважины. В случае вертикальной скважины в однородном бесконечном пласте уравнение притока жидкости (3) в дискретном виде выглядит следующим образом [2]:

$$\begin{aligned} p_w(t) &= p_0 - 21,5 \frac{B\mu}{kh} \left\{ \sum_{j=1}^N [-(q_j - q_{j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \right. \\ &\quad \left. + q_N \left[\lg \left(\frac{k}{\Phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,0923 + 0,8686S \right] \right\}, \end{aligned} \quad (5)$$

где B – объемный коэффициент жидкости, м³/м³; μ – динамическая вязкость жидкости, мПа·с; k – проницаемость пласта, 10⁻³ мкм²; h – эффективная толщина, м; j – номер режима эксплуатации скважины; N – число режимов эксплуатации скважины к моменту времени t ; t – время с момента ввода скважины в эксплуатацию, ч; Φ – пористость; c_t – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, 10 МПа⁻¹; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор; давления p_w, p_0 выражены соответственно 10⁻¹ МПа; дебит q , м³/сут; . В случае эксплуатации одновременно нескольких скважин, влияющих друг на друга, уравнение притока после применения свертки имеет следующий дискретный вид:

$$p_{w,i}(t) = p_0 - q_i(t)g_i(t) - \sum_{l=1}^M q_l(t)g_{li}(t), \quad (6)$$

или интегральный вид

$$\begin{aligned} p_{w,i}(t) &= p_0 - \int_0^t q_i(\tau)g_i(t-\tau)d\tau - \\ &- \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau)g_{li}(t-\tau)d\tau, \quad l \neq i, \end{aligned} \quad (7)$$

где индекс i соответствует исследуемой скважине, индекс l – соседним скважинам, влияющим на исследуемую; M – число скважин; g_i – функция самовлияния i -й скважины; g_{li} – функция влияния скважины l на скважину i . В работах [7, 9, 10] для определения функции самовлияния и функций влияния выражение (6) приведено в матрично-векторной форме. Авторами настоящей работы предлагается представлять функции g_i и g_{li} в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Например, влияние ствола скважины представим в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции:

$$\begin{aligned} p_{w,i}(t) &= p_0 + a_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + \\ &+ c_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + d_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ &+ e_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1})] + f_i q_{i,N} + \\ &+ \sum_{l=1}^M \left\{ a_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + \right. \\ &+ c_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + d_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ &\left. + e_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1})] + f_{li} q_{l,N} \right\}, \quad l \neq i, \end{aligned} \quad (8)$$

где $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{li}, b_{li}, c_{li}, d_{li}, e_{li}, f_{li}$ – параметры (коэффициенты) модели.

Забойное давление в исследуемой скважине и дебиты всех скважин известны. Метод наилучшего совмещения позволяет найти вышеуказанные коэффициенты, т.е. деконволюировать кривую забойного давления. При известных коэффициентах появляется возможность выделения самовлияния i -й скважины и влияния на нее соседних скважин и дальнейшей обработки выделенных отдельных кривых изменения давления традиционными способами в стандартном программном обеспечении для интерпретации результатов ГДИС (например, Toraze

и Saphir Kappa Engineering [3]). Обработка кривых позволяет определить фильтрационно-емкостные свойства пласта в околоскважинной и межскважинной зонах. Указанные коэффициенты функций влияния и самовлияния линейно представлены в уравнении (8), поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона. Поскольку замеры дебита достаточно часто осуществляются со значительной погрешностью, при использовании деконволюции дебит может немного изменяться (модифицироваться) для того, чтобы получить хорошее совмещение расчетной и фактической кривых давления. При этом более приоритетным является вариант с минимальным изменением дебитов. Тогда минимизируемый функционал имеет следующий вид:

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM} (p_{w,i,n}^m - p_{w,i,n}^c)^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 + \gamma \sum_{l=1}^M \sum_{n=1}^{NM} (q_{l,n}^m - q_{l,n}^c)^2 \rightarrow 0, \quad l \neq i, \quad (9)$$

где нижний индекс n – номер замера; NM – число замеров; верхний индекс m – замеренное значение; верхний индекс c – расчетное значение для забойного давления p_w и модифицированное значение для дебита q ; α , β , γ – весовые коэффициенты.

ПРИМЕНЕНИЕ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Рассмотрим пример применения мультискважинной деконволюции для кривой забойного давления в работающей добывающей скважине. Для анализа возьмем смоделированную

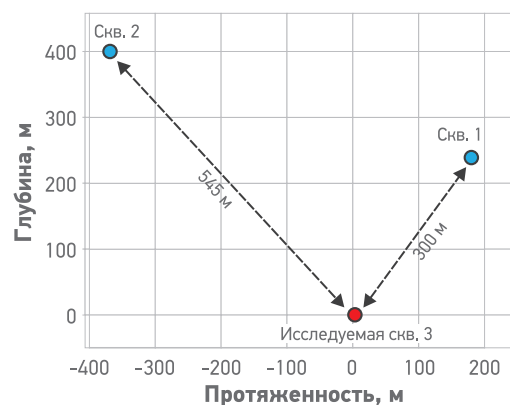


Рис. 1. Схема расположения скважин

кривую давления с целью дальнейшего сравнения полученных результатов с параметрами пласта, использованными при гидродинамическом моделировании. Гидродинамическое моделирование кривой изменения давления проведено в программе Saphir компании Kappa Engineering [3]. При моделировании были рассмотрены три вертикальные добывающие скважины, работающие без остановок с переменным дебитом в однородном бесконечном пласте. Схема расположения скважин приведена на рис. 1. Приняты следующие исходные параметры: радиусы скважин – 0,1 м; толщина пласта – 10 м; пористость – 0,1; объемный коэффициент нефти – 1,1 м³/м³; вязкость нефти – 1 мПа·с; общая сжимаемость системы пласт – флюид – 4,3·10⁻⁴ МПа⁻¹; скин-факторы скважин – 0; начальное пластовое давление – 30 МПа; проницаемость – 30·10⁻³ мкм². Динамика переменных дебитов и анализируемая фактическая кривая забойного давления в исследуемой скв. 3, на которую

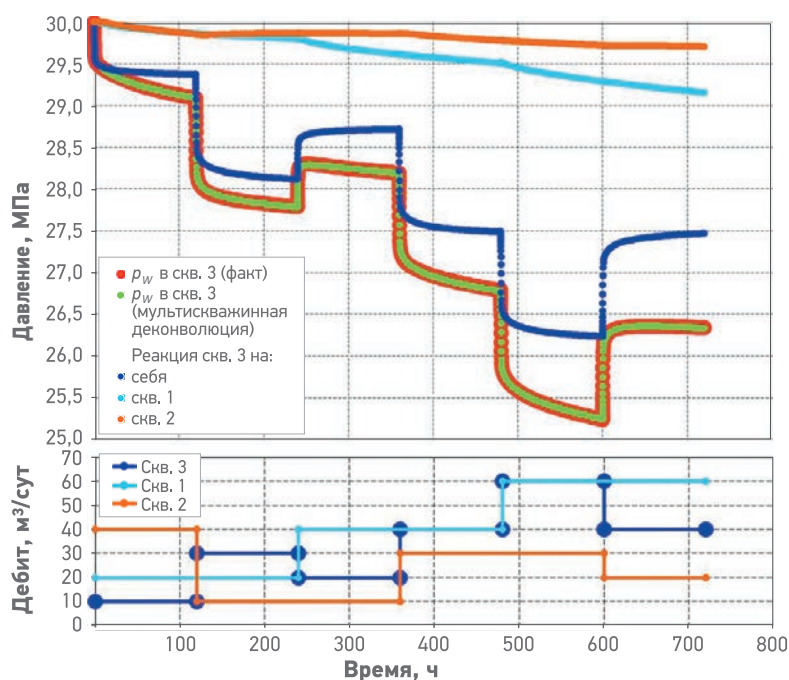


Рис. 2. Кривые забойного давления p_w , дебитов и реагирования

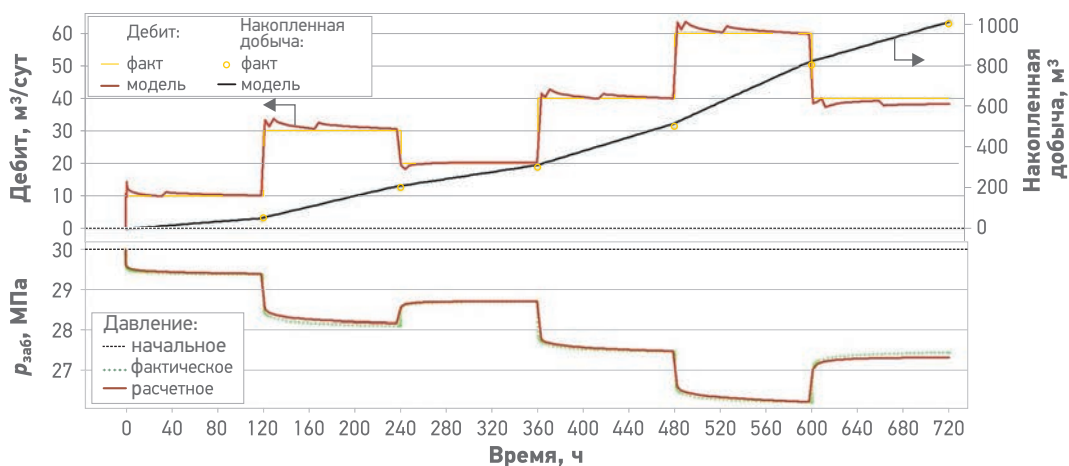


Рис. 3. Обработка кривой снижения забойного давления в скв. 3 методом наилучшего совмещения

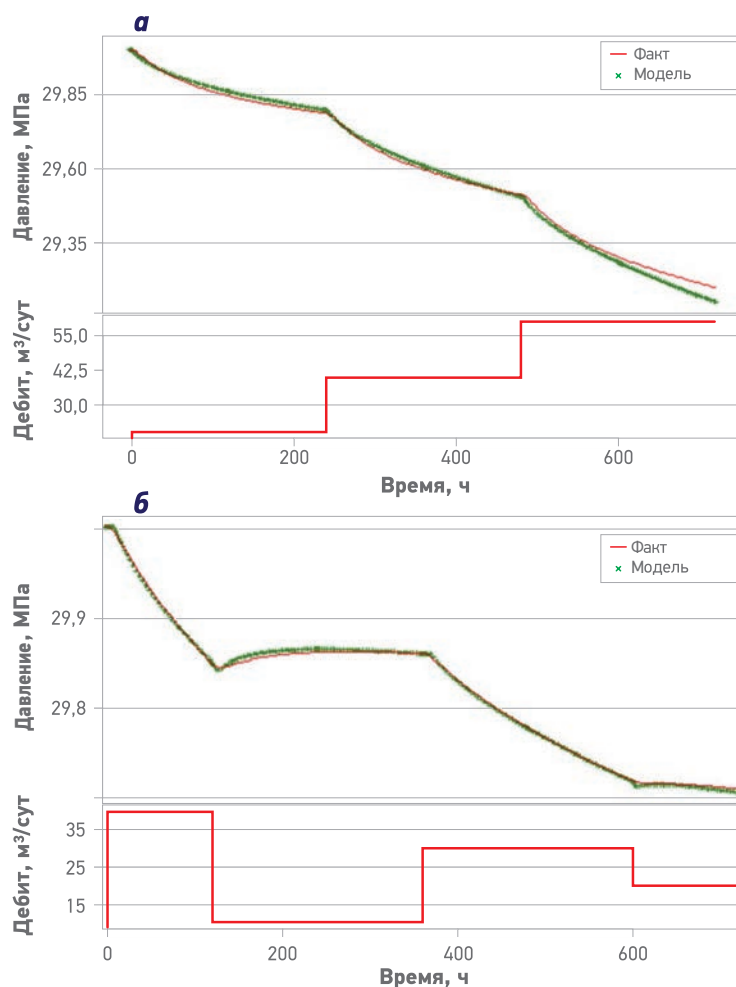


Рис. 4. Обработка кривой гидропрослушивания между скв. 3 и 1 (а), скв. 3 и 2 (б) методом наилучшего совмещения

влияют скв. 1 и 2, приведена на рис. 2. Из рис. 2 видно, что деконволюционная кривая практически полностью совпадает с фактической. Среднее квадратическое отклонение кривых составляет $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа. На рис. 2 также представлена реакция скв. 3 на собственную работу и на изменение ра-

боты скв. 1, 2. Все три кривые изменения давления были обработаны методом наилучшего совмещения в программах Topaze (рис. 3) (кривая снижения давления), Saphir (рис. 4) (кривые интерференции), Capra Engineering [3]. Результаты интерпретации этих кривых приведены в таблице, из которой

Параметры	Факт	Кривая снижения забойного давления в скв. 3	Гидропрослушивание между	
			скв. 1 и скв. 3	скв. 2 и скв. 3
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	30	28	22	18
Пористость	0,1	–	0,12	0,15
Скин-фактор	0	-1	–	–

видно хорошее совпадение определенных и исходных (заданных при моделировании) параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проанализированы результаты использования деконволюции при ГДИС. Предложен новый подход к построению функций влияния и самовлияния: представление их в виде суммы элементарных функций, характеризую-

щих отдельные режимы фильтрации в пласте. Коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона.

Рассмотренный метод апробирован при анализе кривой забойного давления, полученной путем моделирования. При достижении хорошего совмещения смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления установлено, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали (среднее квадратическое отклонение составило $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа), что характеризует высокую эффективность предлагаемого подхода.

Список литературы

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Эрлагер Р. (мл.) Гидродинамические методы исследования скважин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis // Kappa Engineering. – 2017. – V 5.12. – 743 p.
4. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-нодовое гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Сер. Сложные системы: модели, анализ, управление. – 2017. – № 4. – С. 26-32.
5. Кричевский В.С. Мультискважинный ретроспективный тест // Инновационный Форум нефтяников «Исследования скважин – путь к дополнительной добыче нефти», Москва, 16-17 мая 2018 г. Клуб исследователей скважин. URL: <https://sofoil.com/MRT%20report.pdf>.
6. SOFOIL. Мультискважинные ГДИ. Технологический обзор. 2016. 27 с. URL: <https://docplayer.ru/79765531-Multiskvazhinnye-gdi-tehnologicheskii-obzor.html> Дата обращения: 21.03.2019.
7. Multiwell Deconvolution / J.A. Cumming, D.A. Wooff, T. Whittle, A.C. Gringarten // SPE 166458-PA. – 2014.
8. Gringarten A.C. New Development in Well Test Analysis. Phase 2. – London: Imperial College, 2018. – 24 p.
9. Shi-Yi Zheng, Fei Wang. Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostick, Analysis of Transient Pressure With Interference From Permanent Down-hole Gauges // SPE 121949. – 2009.
10. Fei Wang. Processing and Analysis of transient Pressure from Permanent Down-hole Gauges. – Heriot-Watt University, 2010. – 235 p.

Reference

1. Buzinov S.N., Umrikhin I.D., *Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov (The study of oil and gas wells and reservoirs)*, Moscow: Nedra Publ., 1984, 269 p.
2. Earlougher R.C. Jr., *Advances in well test analysis*, SPE Monograph Series, 1977, V. 5., 264 p.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S., *Dynamic data analysis*. V 5.12, Kappa Engineering, 2017, 743 p.
4. Gulyaev D.N., Batmanova O.V., *Pulse-code test and multi-well deconvolution algorithms are new technologies for reservoir properties determination between the wells* (In Russ.), Vestnik Rossiyskogo novogo universiteta. Seriya: Slozhnye sistemy: modeli, analiz, upravlenie = Vestnik of Russian New University. Complex systems: models, analysis, management, 2017, no. 4, pp. 26-32.
5. Krichevskiy V.S., *Mul'tiskvazhinnyy retrospektivnyy test (Multiwell well retrospective test)*, URL: <https://www.sofoil.ru/multiwell-retrospective-testing.php>.
6. SOFOIL. *Mul'tiskvazhinnye GDI. Tekhnologicheskii obzor (Multiwell flow tests. Technological review)*, URL: <https://docplayer.ru/79765531-Multiskvazhinnye-gdi-tehnologicheskii-obzor.html>
7. Cumming J.A., Wooff D.A., Whittle T., Gringarten A.C., *Multiwell deconvolution*, SPE 166458-PA, 2014.
8. Gringarten A.C., *New development in well test analysis*, Phase 2, Imperial College London, 2018, 24 p.
9. Shi-Yi Zheng, Fei Wang, *Multi-well deconvolution algorithm for the diagnostic, analysis of transient pressure with interference from permanent down-hole gauges*, SPE 121949-MS, 2009.
10. Fei Wang, *Processing and analysis of transient pressure from permanent down-hole gauges*, PhD thesis, Heriot-Watt University, 2010, 235 p.

О НАГРЕВЕ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

УДК 622.276.1/.4

М.К. Хасанов, к.ф.-м.н.

Стерлитамакский филиал Башкирского гос. университета

М.В. Столповский, к.ф.-м.н., **И.К. Гималтдинов**, д.ф.-м.н.,

член-корреспондент АН Республики Башкортостан

Уфимский гос. нефтяной технический университет

© М.К. Хасанов,
М.В. Столповский,
И.К. Гималтдинов,
2019**Электронный адрес:** iljas_g@mail.ru

В работе представлена математическая модель образования газовых гидратов в пористой среде, изначально насыщенной газом и водой, с формированием протяженной области фазовых переходов. На основе численных решений исследуется влияние исходных параметров, а также параметров на границе пористой среды на эволюцию полей температуры в пласте.

Ключевые слова: пористая среда, фильтрация, газогидрат, граница фазовых переходов

HEATING OF A POROUS MEDIUM IN THE FORMATION GAS HYDRATE

M.K. Khasanov

Sterlitamak branch of the Bashkir state University, RF, Sterlitamak

M.V. Stolpovskii, I.K. Gimaltidinov

Ufa State Petroleum Technological University, RF, Ufa

The paper presents a mathematical model of the formation of gas hydrates in a porous medium, initially saturated with gas and water, with the formation of an extended region of phase transitions. On the basis of numerical solutions, the effect of the initial parameters, as well as the parameters at the boundary of the porous medium, on the evolution of temperature fields in the reservoir is investigated.

Keywords: porous medium, filtration, gas hydrate, phase transition boundary

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-51-55

ВВЕДЕНИЕ

Многие технологические процессы в нефтегазовой отрасли сопровождаются образованием и отложением газовых гидратов как в пласте, так и в системах подземного и наземного обогривания нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время в большинстве случаев гидратообразование носит чаще негативный характер, связанный с аварийными остановками из-за «склероза» установок и последующими затратами на устранение таких осложнений. Однако процессы гидратообразования могут иметь и положительный аспект, например, они могут быть использованы для увеличения емкости подземных резервуаров для хранения углеводородного газа. Это возможно благодаря резкому росту массового содержания газа в газогидратном состоянии в единице объема по сравнению с содержанием свободного газа при тех же температуре и давлении [1]. Таким образом, актуальность работы обусловлена теоретическим исследованием процессов образования газовых гидратов в пористых средах применительно к про-

блемам добычи, транспортировки, консервации и хранения углеводородного сырья. При этом процессы гидратообразования сопровождаются выделением скрытой теплоты гидратообразования, что может приводить к значительному повышению температуры в пористой среде [2]. Этот эффект может быть использован, например, для очистки пористых сред от «склеротических» бляшек или разжижения углеводородных систем, находящихся изначально в твердом состоянии, для последующего извлечения из недр. Математическая модель образования и разложения газогидратов в пористой среде бесконечной протяженности рассмотрена в работах [3–10]. В этих работах получены автомодельные решения и показано, что в зависимости от начальных и граничных условий образование и разложение газогидрата может происходить как на фронтальной поверхности, так и в протяженной области. Основной целью настоящей работы являются численное решение задачи об образовании газогидрата метана в пористой среде конечной длины с формированием протяженной области фазовых переходов, а также

исследование влияния исходных параметров и параметров на границе среды на эволюцию полей температуры.

ОСНОВНЫЕ ДОПУЩЕНИЯ И УРАВНЕНИЯ

Рассмотрим прямолинейно-параллельную задачу об образовании газогидрата в пористом пласте длиной L ($0 \leq x \leq L$) при закачке холодного газа через его левую границу $x = 0$. При этом интенсивность процесса образования газогидрата лимитируется отводом скрытой теплоты гидратообразования. Для теоретического описания процессов тепло-массопереноса в пористой среде при нагнетании газа, сопровождающихся образованием газогидрата, примем следующие допущения: пористость среды постоянна, а ее скелет, гидрат и вода несжимаемы и неподвижны. Допущение о неподвижности жидкости оправдано тем, что, как показывают оценки, скорость фильтрации газа во много раз превосходит скорость фильтрации воды, за исключением случаев, когда водонасыщенность близка к единице. Поэтому в большинстве случаев, когда водонасыщенность пор составляет не более 50 %, допущение о ее неподвижности оправдано. Кроме того, принимается однотемпературная модель пористой среды, т.е. модель, при которой температура самой среды и насыщающего ее вещества (газа, гидрата и воды) в каждой точке совпадают. При этом гидрат является двухкомпонентной системой с массовой концентрацией газа G (в данном случае массовая концентрация воды равна $1 - G$), а газ – калорически совершенным.

В рассматриваемом примере, направив ось x вдоль направления течения газа, система основных уравнений, описывающая процессы фильтрации и теплопереноса, которые сопровождаются образованием газогидрата в пористой среде, включающая законы сохранения массы и энергии, закон Дарси и уравнение состояния совершенного газа, при отмеченных выше допущениях имеет следующий вид [3]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_g\rho_g + mGS_h\rho_h) + \frac{\partial}{\partial x}(mS_g v_g \rho_g) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_l\rho_l + m(1-G)S_h\rho_h) = 0, \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho c \cdot T) + c_g \rho_g m S_g v_g \frac{\partial T}{\partial x} = \\ & = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial t}(m \rho_h L_h S_h), \end{aligned} \quad (3)$$

$$mS_g v_g = - \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (4)$$

$$p = \rho_g R_g T, \quad (5)$$

где m – пористость; ρ_j , S_j ($j = h, l, g$) соответственно истинная плотность и насыщенность пор j -й фазой (соответственно гидратом, жидкостью и газом); v_g , k_g , c_g , μ_g – соответственно скорость, проницаемость, удельная теплоемкость и динамическая вязкость газовой фазы; c – теплоемкость пористой среды; p – давление; T – температура; L_h – удельная теплота гидратообразования; ρ_c , λ – соответственно удельная объемная теплоемкость и коэффициент теплопроводности системы «пористая среда – газогидрат», которые при отмеченных допущениях можно считать постоянными величинами.

Система уравнений (1) – (5) дополняется зависимостью коэффициента проницаемости для газа от газонасыщенности, заданной на основе формулы Козени

$$k_g = k_0 S_g^3, \quad (6)$$

где k_0 – абсолютная проницаемость пласта. При образовании газогидрата в пористом пласте возникают зоны, в которых газ, гидрат и вода находятся в различных состояниях. На поверхностях разрыва между этими зонами, где происходят скачки насыщенности фаз, а также потоков массы и тепла, выполняются следующие условия баланса массы и тепла:

$$\left[m(\rho_l S_l (v_l - \dot{x}_{(i)}) - \rho_h S_h (1-G) \dot{x}_{(i)}) \right] = 0, \quad (7)$$

$$\left[m(\rho_g S_g (v_g - \dot{x}_{(i)}) - \rho_h S_h G \dot{x}_{(i)}) \right] = 0, \quad (8)$$

$$\left[\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right] = \left[m \rho_h L_h S_h \dot{x}_{(i)} \right], \quad (9)$$

где $[\psi] = \psi^+ - \psi^-$ – скачок параметра ψ на границе $x = x_{(i)}$; $\dot{x}_{(i)}$ – скорость движения данной границы. Температуру и давление на границе также будем считать непрерывными. В трехфазной области, где одновременно присутствуют газ, газогидрат и вода, а также происходит процесс гидратообразования, принимается условие фазового равновесия

$$T = T_0 + T \cdot \ln \left(\frac{p}{p_{s0}} \right), \quad (10)$$

где T_0 – исходная температура системы; p_{s0} – равновесное давление, соответствующее ис-

ходной температуре; T_* – эмпирический параметр, зависящий от вида газогидрата. Из уравнения (10) следует

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \frac{T_*}{p} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} = \frac{T_*}{p} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{T_*}{p^2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2. \quad (11)$$

Пусть пористый пласт протяженностью L в исходном состоянии насыщен газом и водой под давлением p_0 и при температуре T_0 , которые удовлетворяют условиям их свободного существования и одинаковы во всем пласте

$$p = p_0, \quad T = T_0, \quad S_l = S_{l0} \quad (0 \leq x \leq L, \quad t = 0), \quad (12)$$

где t – время.

Условия на левой границе ($x = 0$), через которую происходит нагнетание газа под давлением p_e и при температуре T_e , соответствующих условиям стабильного существования газа и гидрата, можно представить в следующем виде:

$$p = p_e, \quad T = T_e \quad (x = 0, \quad t > 0). \quad (13)$$

На правой границе пласта ($x = L$) примем условия, моделирующие отсутствие потока тепла и давление, равное начальному

$$\frac{\partial p}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0 \quad (x = L, \quad t > 0). \quad (14)$$

ПРИВЕДЕНИЕ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ К ВИДУ, УДОБНОМУ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ, И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Рассмотрим процесс гидратообразования в объемной области. В этом случае выделяются три характерные области: ближняя, в которой поры заполнены газом и гидратом, промежуточная, где газ, гидрат и вода находятся в равновесии, и дальняя, заполненная газом и водой. В промежуточной зоне происходит процесс гидратообразования. Следовательно, образуются две подвижные поверхности: между дальней и промежуточной областями, где начинается переход воды в гидрат, и между ближней и промежуточной областями, где процесс образования гидрата заканчивается.

Границу, на которой справедливы условия (13), будем называть непроницаемой. Из системы уравнений (1) – (5) для ближней и дальней областей следует уравнения пьезо- и теплопроводности

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{T} \right) = \frac{k_g}{m \mu_g S_g} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p}{T} \frac{\partial p}{\partial x} \right), \quad (15)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa^{(T)} \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{c_g k_g}{\mu_g \rho c} \frac{p}{R_g T} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x}. \quad (16)$$

Для промежуточной области аналогичные уравнения примут вид

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{T} \right) = \frac{k_g}{m \mu_g S_g} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p}{T} \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \Re \frac{\partial S_h}{\partial t}, \quad (17)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} = & \frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa^{(T)} \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{c_g k_g}{\mu_g \rho c} \frac{p}{R_g T} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} + \\ & + \Delta T \frac{\partial S_h}{\partial t}, \end{aligned} \quad (18)$$

$$\text{где } \Re = \frac{G \rho_h R_g}{1 - S_{l0}}; \quad \Delta T = \frac{m \rho_h L_h}{\rho c}; \quad \kappa^{(T)} = \lambda / \rho c -$$

коэффициент температуропроводности пласта. Исключив из системы уравнений (17)–(18) производную гидратонасыщенности по времени, с учетом соотношений (12) получим систему уравнений для расчета распределений давления (и температуры) и гидратонасыщенности в протяженной области:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{T} \right) = & \frac{k_g}{m \mu_g S_g} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p}{T} \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \frac{\Re}{\Delta T} \frac{\partial T}{\partial t} + \\ & + \frac{\kappa^{(T)} \Re}{\Delta T} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{c_g k_g \Re}{\mu_g \rho c \Delta T R_g} \frac{p}{T} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x}, \end{aligned} \quad (19)$$

$$\frac{\partial S_h}{\partial t} = \frac{1}{\Delta T} \left[\frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa^{(T)} \frac{\partial T}{\partial x} \right) - \frac{c_g k_g}{\mu_g \rho c} \frac{p}{R_g T} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} \right]. \quad (20)$$

Будем полагать, что при нагнетании газа в пласт на поверхности $x = x_{(n)}$, разделяющей ближнюю и промежуточную области, происходит скачок гидратонасыщенности от $S_{h(n)}^- = S_{he} > 0$ до $S_{h(n)}^+ > 0$, обусловленный переходом части воды в гидратное состояние. Условия баланса масс (для газа и воды) и энергии на этой поверхности с учетом уравнений (7) – (9) принимают следующий вид:

$$\begin{aligned} m S_{g(n)}^- \rho_{g(n)}^- (v_{g(n)}^- - \dot{x}_{(n)}) = & m S_{g(n)}^+ \rho_{g(n)}^+ (v_{g(n)}^+ - \dot{x}_{(n)}) + \\ & + m (S_{h(n)}^- - S_{h(n)}^+) \rho_h G \dot{x}_{(n)}, \end{aligned} \quad (21)$$

$$m S_{l(n)}^+ \rho_l \dot{x}_{(n)} = m (S_{h(n)}^- - S_{h(n)}^+) \rho_h (1 - G) \dot{x}_{(n)}, \quad (22)$$

$$\begin{aligned} \lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_{(n)}^- - \lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_{(n)}^+ = \\ = m \rho_h L_h (S_{h(n)}^- - S_{h(n)}^+) \dot{x}_{(n)}. \end{aligned} \quad (23)$$

Здесь $\dot{x}_{(n)}$ – скорость движения границы $x = x_{(n)}$; верхние знаки «+» и «-» относятся к параметрам, находящимся соответственно перед и за фронтом.

Можно показать, что на поверхности $x = x_{(d)}$, разделяющей промежуточную и дальнюю области, значение гидратонасыщенности непрерывно и равно нулю: $S_{h(d)} = S_{h(d)}^+ = 0$. Тогда с учетом соотношений (7) – (9) уравнения для расчета давления и температуры на этой границе будут иметь следующий вид:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{(d)}^- = \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{(d)}^+, \quad (24)$$

$$\left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)_{(d)}^- = \left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)_{(d)}^+. \quad (25)$$

Система уравнения (15)–(16) и (19)–(20) с начальными и граничными условиями (12)–(14) и условиями на границах фазовых переходов (21)–(23) и (24)–(25) в конечно-разностном виде решается методом ловли фронтов в узлы пространственной сетки [10].

На рис. 1 приведены расчетные зависимости, полученные при образовании гидрата в протяженной области для случая непроницаемой правой границы при нагнетании газа в мо-

дельный пласт длиной $L = 2$ м с абсолютной проницаемостью $k_0 = 10^{-14}$ м². Для параметров, характеризующих систему «пористая среда – твердый газогидрат – газ», приняты следующие значения: $m = 0,1$, $G = 0,12$, $S_{l0} = 0,2$, $\mu_g = 10^{-5}$ Па·с, $\lambda = 2$ Вт/(м·К), $L_h = 5 \cdot 10^5$ Дж/кг, $\rho_h = 900$ кг/м³, $\rho_l = 1000$ кг/м³, $T_0 = 280$ К, $T_* = 10$ К, $p_0 = 4$ МПа, $p_{s0} = 5,5$ МПа, $c_g = 1560$ Дж/(кг·К). Из рис. 1 видно, что нагнетание холодного газа, сопровождающееся образованием гидрата, приводит к нагреву пласта. При этом образование гидрата происходит в два этапа. На первом (коротком по времени) этапе происходит частичное образование в объемной зоне, на втором – полная гидратация пористой среды. В результате дальняя подвижная граница достигает правой границы пористого пласта. При этом в нем существуют две области: одна из них (ближняя) содержит газ и газогидрат, другая (дальняя) – газ, гидрат и воду в состоянии термодинамического равновесия. Распределения гидратонасыщенности и температуры в трехфазной зоне со временем становятся однородными. На рис. 2 для момента времени $t = 3$ сут приведены распределения температуры и гидратонасыщенности при различных значениях

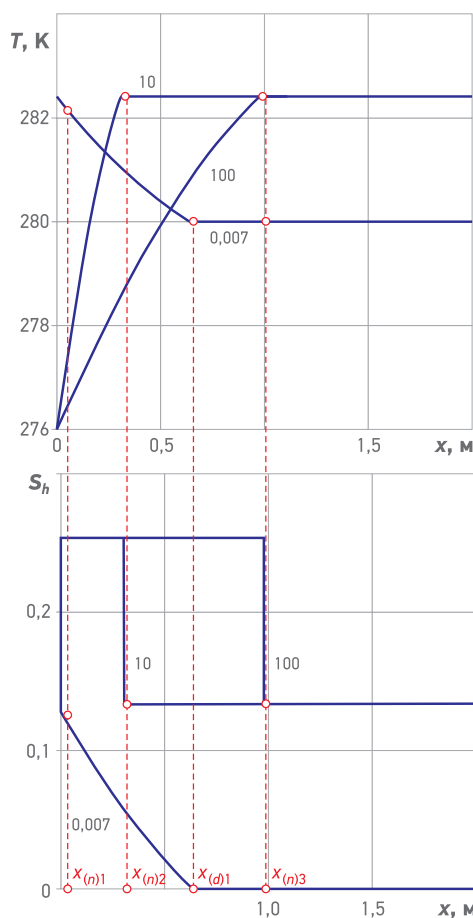


Рис. 1. Распределение по координате x температуры T и гидратонасыщенности S_h при образовании гидрата (шифр кривых – время t , ч)

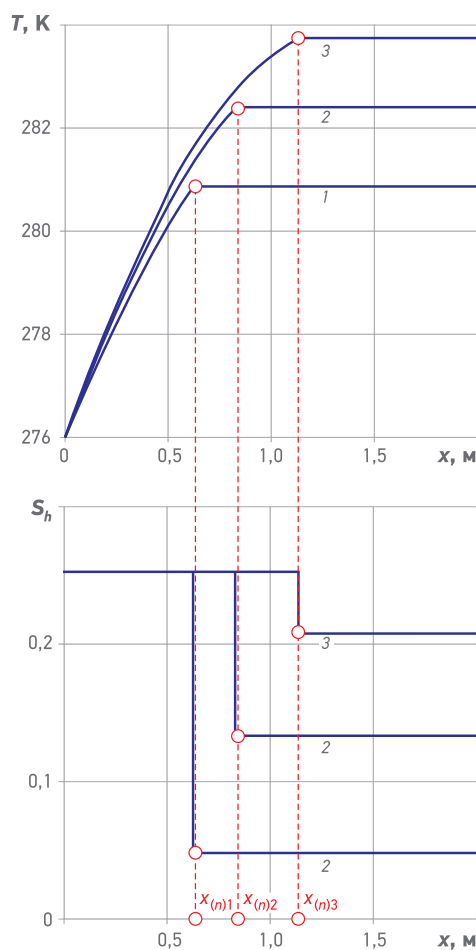


Рис. 2. Распределение температуры T и гидратонасыщенности S_h при образовании гидрата в момент времени $t = 3$ сут при давлении нагнетаемого газа 6 (1), 7 (2) и 8 (3) МПа

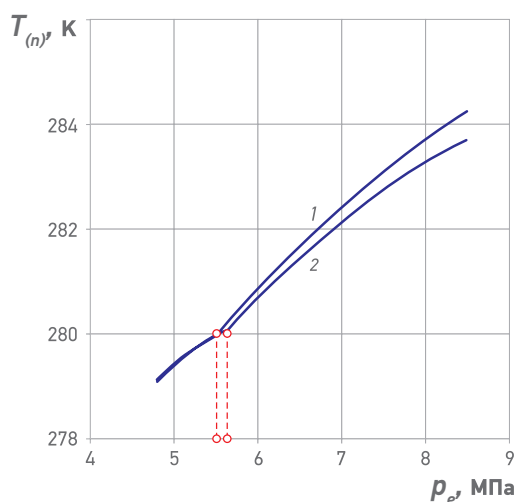


Рис. 3. Зависимость температуры на ближней со стороны протяженной области границе пласта $T_{(n)}$ от давления нагнетаемого газа p_e при $k_0 = 10^{-13} \text{ м}^2$ (1) и $k_0 = 10^{-15} \text{ м}^2$ (2)

давления нагнетаемого газа. Из рис. 2 видно, что при увеличении давления нагнетаемого газа температура в области гидратообразования становится значительно выше начальной температуры пласта. Это обусловлено тем, что давление в пласте существенно больше равновесного давления, соответствующего исходной температуре T_0 . Следовательно, подача холодного газа в пласт приводит к его нагреву.

На рис. 3 приведена зависимость температуры $T_{(n)}$ на ближней со стороны протяженной области границе пласта от давления нагнетаемого газа. Из рис. 3 следует, что с увеличением давления нагнетаемого газа и проницаемости пласта температура на границе $x = x_{(n)}$ повышается, поскольку равновесная температура гидратообразования увеличивается с ростом пластового давления, которое повышается при увеличении давления закачиваемого газа и снижении проницаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено численное моделирование процесса образования газогидрата в пористой среде с формированием протяженной области гидратообразования. Показано, что нагнетание холодного газа в пористый пласт, изначально насыщенный метаном и водой, приводит к его нагреву. При увеличении как давления нагнетаемого газа, так и проницаемости пласта, температура в области гидратообразования становится выше начальной температуры пласта.

Список литературы

1. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. – 235 с.
3. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Нагнетание газа в пористый резервуар, насыщенный газом и водой // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12. – № 4. – С. 645–656.
4. Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. Образование газогидрата в пористом резервуаре, частично насыщенном водой, при инжекции холодного газа // Прикладная математика и техническая физика. – 2008. – Т. 49. – № 3. – С. 462–472.
5. Хасанов М.К., Гималтдинов И.К., Столповский М.В. Особенности образования газогидратов при нагнетании холодного газа в пористую среду, насыщенную газом и водой // Теоретические основы химических технологий. – 2010. – Т. 44. – № 4. – С. 442–449.
6. Цыпкин Г.Г. О режимах диссоциации газовых гидратов в высокопроницаемых пластах // Инженерно-физический журнал. – 1992. – Т. 63. – № 6. – С. 714–721.
7. Цыпкин Г.Г. Математическая модель диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом в пластах // Доклады РАН. – 2001. – Т. 381. – № 1. – С. 56–59.
8. Цыпкин Г.Г. О режимах диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах // Инженерно-физический журнал. – 2001. – Т. 75. – № 5. – С. 24–28.
9. Шагапов В.Ш., Насырова Л.А. Нагрев пористой среды, частично заполненной газогидратом, при наличии непроницаемых границ // Теплофизика высоких температур. – 1999. – Т. 37. – № 5. – С. 784–789.
10. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. – М.: Наука, 2016. – 240 с.
11. Васильев В.И., Попов В.В., Тимофеева Т.С. Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 127 с.

Reference

1. Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I., *Gazovye gidraty (Gas hydrates)*, Moscow: Khimiya Publ., 1980, 296 p.
2. Istomin V.A., Yakushev V.S., *Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh (Gas hydrates in natural conditions)*, Moscow: Nedra Publ., 1992, 235 p.
3. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khasanov M.K., *Forcing gas into a porous tank saturated with gas and water (In Russ.)*, Teplofizika i aeromekhanika = Thermophysics and Aeromechanics, 2005, V. 12, no. 4, pp. 645–656.
4. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., *Formation of a gas hydrate due to injection of a cold gas into a porous reservoir partly saturated by water (In Russ.)*, Prikladnaya matematika i tekhnicheskaya fizika = Journal of Applied Mechanics and Technical Physics, 2008, V. 49, no. 3, pp. 462–472.
5. Khasanov M.K., Gimaltdinov I.K., Stolpovskiy M.V., *Theoretical model for hydrocarbon accumulation in a dome taking into account condensation, limited by heat transfer (In Russ.)*, Teoreticheskie osnovy khimicheskikh tekhnologiy, 2010, V. 44, no. 4, pp. 442–449.
6. Tsyarkin G.G., *About the modes of dissociation of gas hydrates in high-permeable formations (In Russ.)*, Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal, 1992, V. 63, no. 6, pp. 714–721.
7. Tsyarkin G.G., *Mathematical model for dissociation of gas hydrates coexisting with gas in strata (In Russ.)*, DAN = Proceedings of the Russian Academy of Sciences, 2001, V. 381, no. 11, pp. 806–809.
8. Tsyarkin G.G., *On modes of dissociation of gas hydrates coexisting with gas in natural formations (In Russ.)*, Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal, 2001, V. 75, no. 5, pp. 24–28.
9. Shagapov V.Sh., Nasyrova L.A., *Heating a porous medium, partially filled with gas hydrate, with impermeable boundaries (In Russ.)*, Teplofizika vysokikh temperatur, 1999, V. 37, no. 5, pp. 784–789.
10. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., *Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza (The dynamics of hydrate formation and their decomposition in gas production, transportation and storage systems)*, Moscow: Nauka Publ., 2016, 240 p.
11. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Timofeeva T.S., *Vychislitel'nye metody v razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza (Computational methods in the development of oil and gas)*, Novosibirsk, 2000, 127 p.



УДК 622.276.1/.4

© Коллектив
авторов, 2019

АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОМОЩЬЮ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

А.М. Асланян, к.т.н.

Нафта Колледж

Д.Н. Гуляев, к.т.н., **В.М. Кричевский**, **Х.З. Мусалеев**

ООО «Поликод»

А.С. Маргарит, **Р.Н. Асмандияров**, **В.С. Котежеков**, **И.С. Каешков**, к.т.н.

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

М.М. Биккулов

ООО «Газпромнефть-Хантос»

Электронные адреса: danila.gulyaev@sofoil.com,
kaeshkov.is@gazpromneft-ntc.ru

Постоянный мониторинг разработки, контроль работы скважин с помощью забойных манометров и устьевого контроль дебита и приемистости позволяют применять широкий спектр аналитических методов. Компания «Газпром нефть» осуществляет поиск, разработку и развитие новых подходов к анализу данных с целью повышения качества принимаемых решений по оптимизации разработки месторождений. Одним из важных направлений является анализ исторических данных, одной из перспективных технологий – технология мультискважинной деконволюции. В статье описывается данная технология и опыт компании в ее применении на существующем месторождении.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, мониторинг разработки, мультискважинная деконволюция, взаимовлияние скважин, исследования межскважинного пространства, система поддержания пластового давления (ППД)

WELL INTERFERENCE ANALYSIS BY MULTIPLE WELL DECONVOLUTION FOR PRESSURE MAINTAINS SYSTEM OPTIMIZATION

A.M. Aslanyan

Nafta College, RF, Kazan

D.N. Gulyaev, V.M. Krichevskiy, Kh.Z. Musaleev

Polycod LLC, RF, Moscow

A.S. Margarit, R.N. Asmandiyarov, V.S. Kotezhekov, I.S. Kaeshkov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

M.M. Bikkulov

Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

Permanent production surveillance with downhole pressure gauges and surface rate monitoring offer the possibility to use a wide range of analyses. Gazpromneft is constantly developing and searching for new approaches for data analysis to support decision making for production optimization. One of important areas is historical data analysis. One of promising approaches in this area is a multiple well deconvolution. The paper describes this technology and field cases of its application.

Keywords: pressure transient analysis, rate transient analysis, permanent downhole monitoring, multiple well deconvolution, well interference, cross-well connectivity, pressure maintains system

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-56-61

ВВЕДЕНИЕ

Сбор и документирование данных об истории забойных давлений работающих скважин с помощью датчиков телеметрии (ТМС), размещаемых на электроцентробежных насосах (ЭЦН), уже достаточно давно

стали повсеместной практикой [1, 2].

Имеются месторождения, по скважинам которых доступна полная история качественных замеров забойного давления и дебита на протяжении более 10 лет. Становится актуальным поиск методов, позволяющих извлекать дополнительную инфор-

мацию о пласте для повышения эффективности его разработки на основе таких данных. В настоящее время компания «Газпром нефть» развивает технологии, связанные с анализом данных длительного мониторинга работы скважины [3]. Одной из перспективных технологий является технология мультискважинной деконволюции (МДКВ), разработанная компанией «Поликод» [4, 5, 6].

Деконволюционный анализ данных позволяет найти математическую функцию, связывающую между собой изменение дебита и изменение забойного давления в скважине, создавая таким образом математическую модель, которую затем можно адаптировать к фильтрационной модели и определить свойства пласта и прискважинной зоны. Преимущества этого подхода заключаются в отсутствии чувствительности к выбросам, шумам в данных, «рваной» записи давлений и др. Однако до недавнего времени надежно работающий математический алгоритм существовал только для односкважинной деконволюции.

В свою очередь МДКВ позволяет построить математическую модель сразу для нескольких взаимовлияющих скважин. При этом алгоритм находит «функции влияния» – реакции скважин на изменение режимов работы окружающих скважин. Это позволяет количественно оценить взаимовлияние соседних скважин. В результате становится возможным в комплексе с другими методами анализа оценить эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), выявить скважины с предположительно непродуктивной закачкой и интервалы, в которых прогнозируется опережающее обводнение, подобрать геолого-технические мероприятия по повышению эффективности системы разработки участка.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Для апробации технологии выбран пилотный объект – одно из месторождений Западной Сибири (рис. 1). Продуктивный пласт на месторождении представлен юрскими отложениями, его средняя толщина составляет около 8 м, проницаемость – около $30 \cdot 10^{-3}$ мкм². Структурными ловушками сформировано несколько отдельных нефтенасыщенных залежей. Месторождение разрабатывается с 2012 г.; на момент проведения исследований, описанных в статье, отобрано около 40 % извлекаемых запасов.

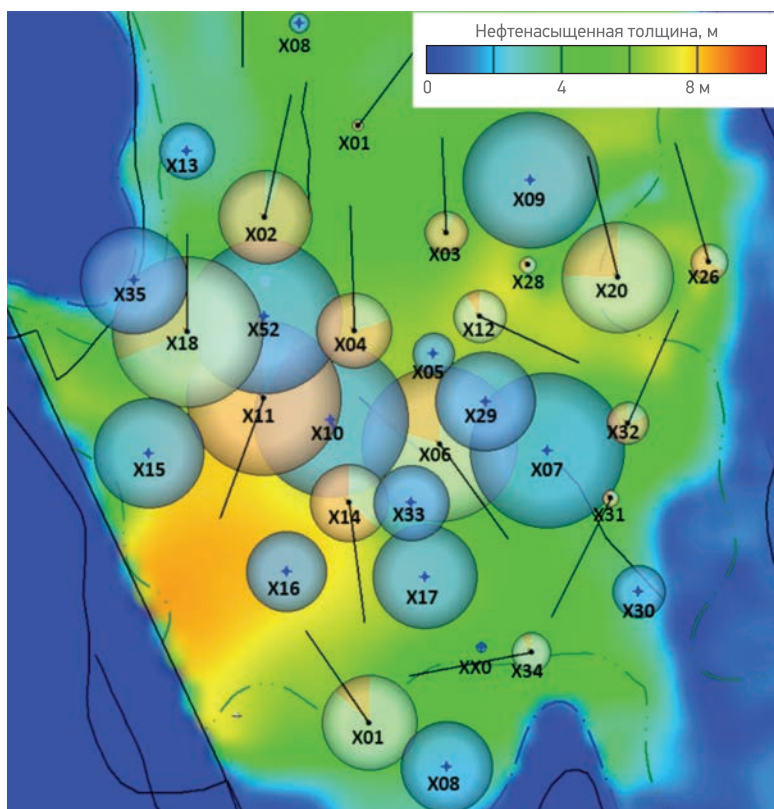


Рис. 1. Карта текущих отборов одной из залежей пилотного объекта на момент проведения исследований методом магнитно-резонансной томографии (МРТ) на фоне карты начальных нефтенасыщенных толщин

Сложности, возникающие при разработке исследуемого участка месторождения.

Необходимость дополнительных исследований возникла из-за превышения темпов падения добычи нефти над ожидаемыми по проекту разработки. Зависимость относительной фазовой проницаемости пласта от водонасыщенности приведена на рис. 2. В разных скважинах причины потерь отличаются: в одних – это снижение дебита жидкости, в других – быстрый рост обводненности.

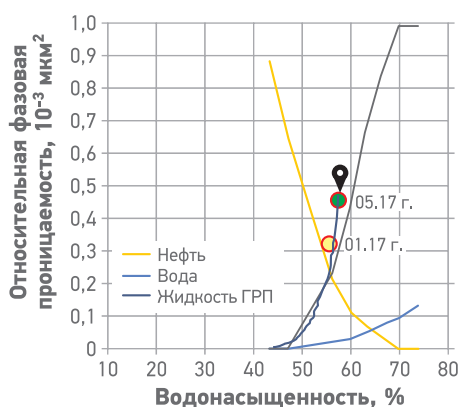


Рис. 2. Зависимость относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности пласта

По результатам анализа разработки месторождения были определены наиболее вероятные причины этих потерь. Одной из проблем является наличие массивного водонасыщенного коллектора, отделенного от нефтенасыщенного пласта тонкой глинистой перемычкой. Необходимость обеспечивать компенсацию отборов в основном горизонтальных скважин закачкой в преимущественно наклонно направленные нагнетательные скважины вынуждает поддерживать высокое давление закачки. В ряде скважин образуются трещины, аналогичные трещинам при гидроразрыве пласта (авто ГРП), которые диагностированы в процессе гидродинамических исследований скважин (ГДИС) нагнетательного фонда по характерным линейным потокам на диагностических графиках (рис. 3). При этом из-за маскирующего эффекта трещины и особенностей конструкции скважин, в частности из-за малого зумпфа, промыслово-геофизические исследования (ПГИ) скважин редко дают однозначный ответ на вопрос о том, какой части закачки уходит в непродуктивный горизонт. В условиях существенно неравномерной компенсации по площади пластовое давление также значительно различается в разных зонах. Однако существующих замеров пластового давления, проводимых по технологии регистрации кривых восстановления давления (КВД), недостаточно, чтобы вести полноценный мониторинг фактической компенсации по блокам и выполнять сравнительный анализ эффективности отдельных нагнетательных скважин. Второй проблемой является неоднородность

фильтрационных свойств пласта по площади. Существенные различия в проницаемости приводят к ускоренному движению воды в определенных направлениях с формированием «языков» обводнения между нагнетательными и добывающими скважинами. Горизонтальное заканчивание добывающих скважин усугубляет данное осложнение.

Задачи исследования с применением технологии МДКВ. Для того, чтобы подобрать первоочередные скважины-кандидаты для проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП), перераспределить закачку, а также точнее определить текущую структуру остаточных запасов, необходимо определить направления опережающего обводнения и воспроизвести их в геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Очевидно, что задачи, стоящие перед разработчиками, подходят под возможности МДКВ. В течение 2017 г. была выполнена интерпретация исторических данных с помощью технологии МДКВ по всем добывающим скважинам месторождения.

Результаты исследования с применением технологии МДКВ. Анализируемый участок был разделен на исследуемые группы близко расположенных скважин, называемые в дальнейшем ячейки исследований. Для каждой центральной скважины ячейках выполнено следующее:

- восстановлена история пластового давления;
- восстановлено изменение коэффициента продуктивности скважины;
- определены гидропроводность и проницаемость пласта вокруг скважин;

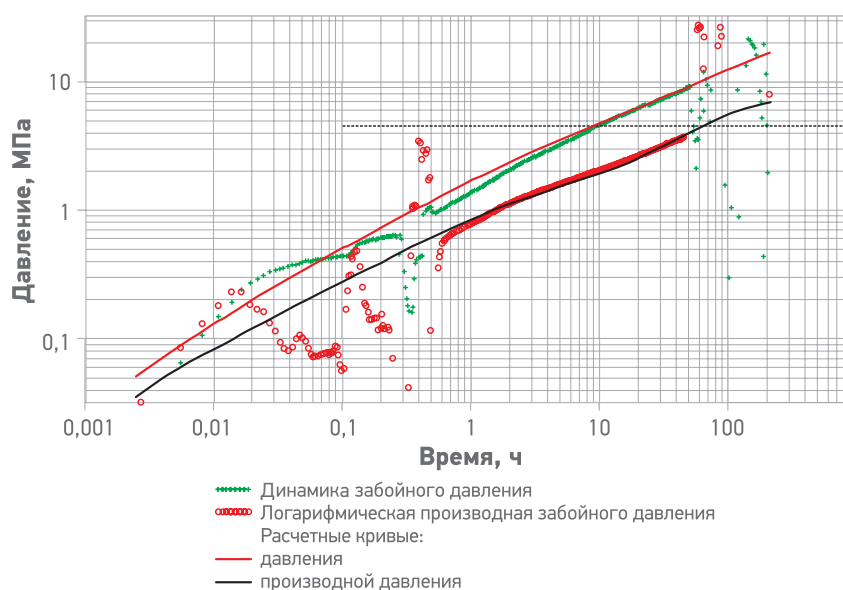


Рис. 3. Диагностический log-log график кривой падения давления по скв. X05

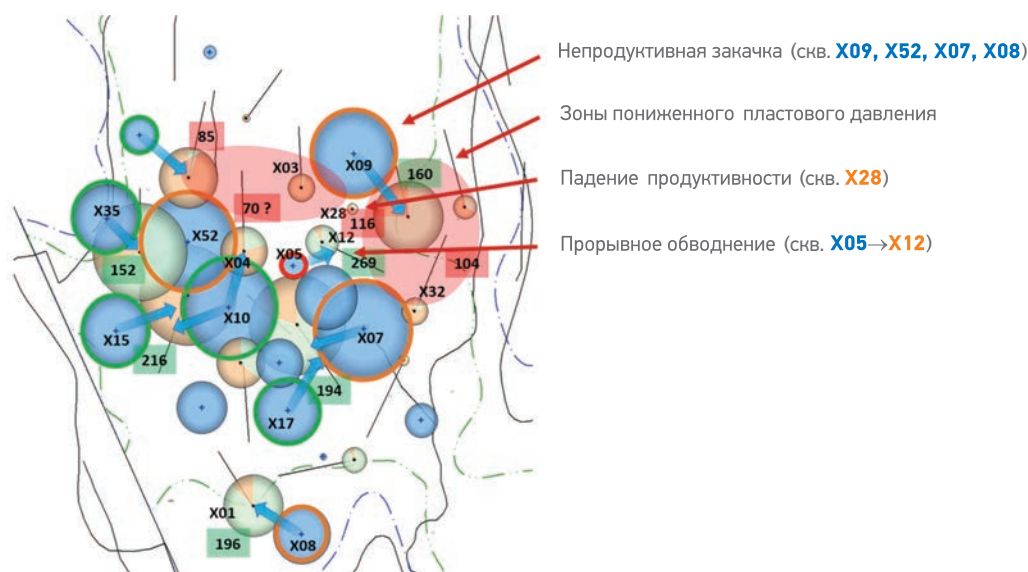


Рис. 4. Результаты анализа данных МДКВ на одной из залежей месторождения

- определены скин-фактор и полный набор параметров призабойной зоны, аналогичный определяемому при ГДИС;
- определены площадь и геометрия области дренирования скважины, «очищенные» от влияния ближайших соседних скважин, а также тип границ области дренирования;
- восстановлена количественная динамика влияния работы каждой окружающей скважины на центральную скважину;
- определена гидропроводность пласта между центральной скважиной и каждой окружающей ее скважиной;
- выявлены скважины, в которых возможен переток.

По результатам анализа полученной информации нагнетательные скважины месторождения были распределены по трем группам (рис. 4).

1. Скважины, влияние которых соответствует ожидаемому (оценка по средней межскважинной гидропроводности по результатам односкважинного анализа). На рис. 4 такие скважины отмечены зеленым цветом (вытеснение осуществляется в пределах целевого пласта).
2. Скважины, влияние которых существенно меньше ожидаемого. Такие скважины на рис. 4 отмечены оранжевым цветом. Предположительно именно в них происходят максимальные потери объемов закачиваемой воды, поступающей в непродуктивный горизонт.
3. Скважины, влияние которых существенно превышает ожидаемое. Такие скважины отмечены красным цветом на рис. 4. Они

представляют наибольшую опасность с точки зрения опережающего обводнения. Синими стрелками обозначены направления преимущественного влияния нагнетательных скважин на добывающие. Следует отметить, что некоторые выводы о причинах обводнения, а также значения пластового давления не сходились с текущим представлением о месторождении, отраженном в ГГДМ. Расхождения объясняются в основном существенно разными масштабами данных, которыми оперируют ГГДМ (месяцы) и МДКВ (часы). В результате ГГДМ была частично перестроена с целью более точного описания взаимовлияния скважин, направлений опережающего обводнения и текущей энергетики для получения более надежных прогнозов добычи и определения эффективных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Кроме того, выводы и прогнозы, выполненные по результатам МДКВ, были проверены полевыми исследованиями. В скважинах с предполагаемыми перетоками проведены промыслово-геофизические исследования (ПГИ), корректность оценки пластового давления проверена с помощью целевых КВД (рис. 5).

По результатам интерпретации данных МРТ пластовое давление в скв. X27ГС на 31.03.17 г. составило 14,7 МПа, пластовое давление, определенное по КВД в соседней скв. X95 (330 м) 27.03.17 г., равнялось 15 МПа.

Пластовое давление в скв. X30ГС, полученное по результатам интерпретации данных МРТ, составило 14,4 МПа, определенное по

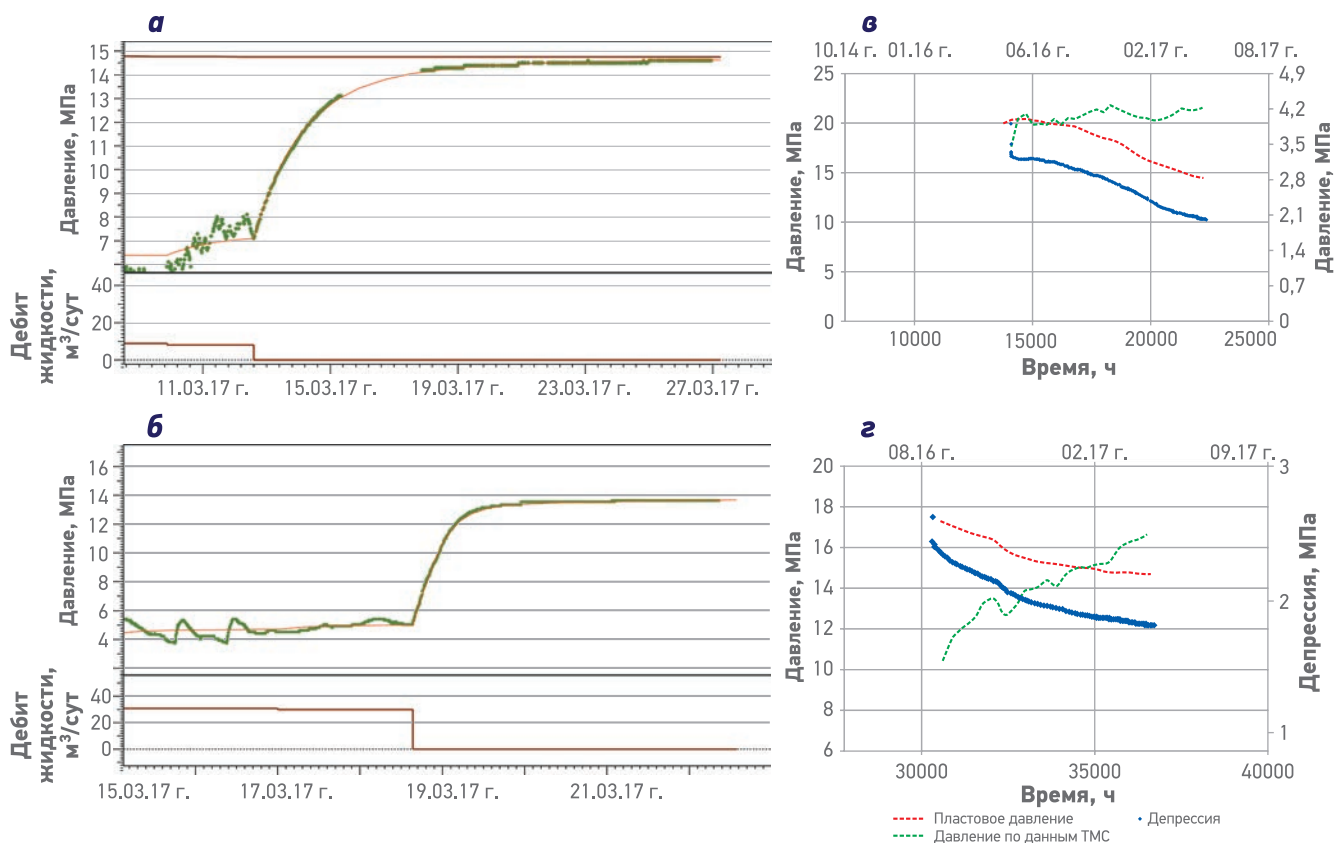


Рис. 5. КВД в скв. X95 (а), X 65 (б) и результаты МРТ в скв. X27ГС (в), X30ГС (г)

КВД в соседней скв. X65 (350 м) – 14 МПа на 22.03.17 г.

Таким образом, с помощью КВД подтверждено существенное снижение пластового давления в данных областях, спрогнозированное на основе МДКВ.

Рекомендации по результатам применения технологии МДКВ. На основе выводов, сделанных по результатам комплексного анализа, были предложены ГТМ, в том числе перевод скв. X28 в нагнетательный фонд. Это предложение обусловлено следующими причинами:

- скважина находится в сильно недокомпенсированной зоне;
- вытеснение вокруг нее практически не организовано;
- скв. X12ГС, обводненная из-за опережающего влияния скв. X05 с южной стороны, может эффективно добывать нефть, вытесняемую скв. X28 с северной стороны. После перевода скв. X28 в нагнетательный фонд в течение месяца без дополнительных мероприятий обводненность скв. X12ГС сни-

зилась, прирост дебита нефти составил 375 %, т.е. более 30 т/сут (рис. 6).

В настоящее время в компании «Газпром нефть» идет масштабирование пилотного проекта – технология МДКВ в составе программного продукта PolyGon™ встраивается в рабочий инструмент интегрированных команд ООО «Газпромнефть НТЦ» по геологии и разработке месторождений.

Выводы

1. Технология МДКВ представляет собой очень эффективный инструмент для анализа системы ППД и может применяться в комплексе с другими методами исследований для решения задач определения взаимовлияния, связности пласта между скважинами, оценки пластового давления и выявления возможных перетоков в скважинах. По результатам могут быть рекомендованы ГТМ, направленные на получение дополнительной добычи.
2. Временной масштаб данных может существенно повлиять на адаптацию истории

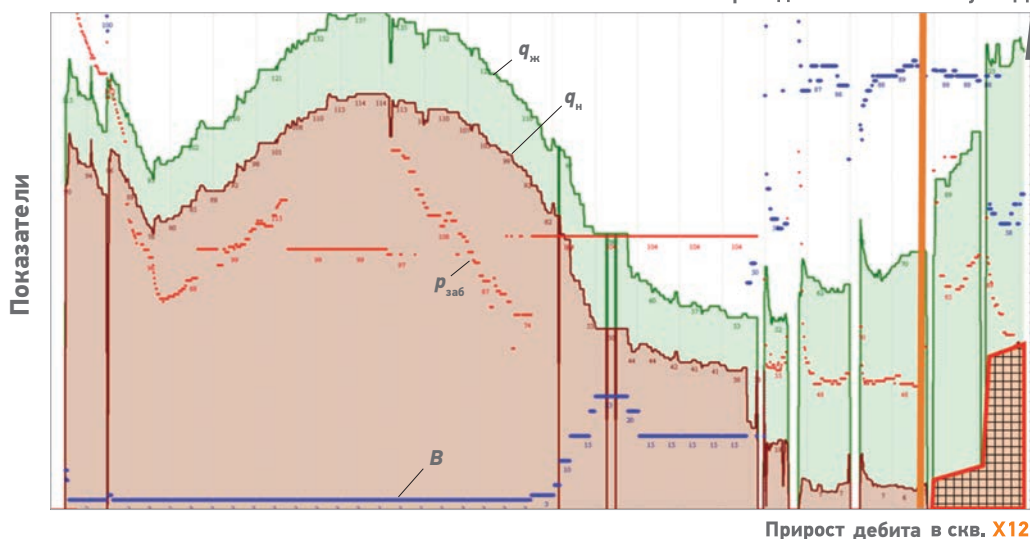


Рис. 6. Показатели работы скв. X12ГС до и после перевода скв. X28 в систему ППД:

$q_{ж}$, $q_{н}$ — дебит соответственно жидкости и нефти; $p_{заб}$ — забойное давление; B — обводненность

разработки в динамических моделях. По объектам, для которых наблюдается быстрое взаимовлияние скважин, желательно использовать для адаптации суточные данные. 3. С развитием технологий анализа данных непрерывный мониторинг давления и дебита скважин будет и в дальнейшем эффективным и перспективным для анализа разработки и выработки рекомендаций. Необходимо по возможности организовывать его на всех объектах, поэтапно двигаясь к повсеместному внедрению концепции цифрового месторождения.

Авторы выражают огромную благодарность ООО «Газпромнефть-Хантос» за предоставленную возможность апробации новой технологии для получения дополнительной добычи нефти по результатам ретроспективного анализа имеющихся данных и возможность поделиться полученными результатами.

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. — 896 с
2. Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований // Каротажник. — 2013. — V. 227. — С. 76–101.
3. Разработка автоматизированной системы для интерпретации данных добычи / В.С. Котенев, А.С. Маргарит, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников // SPE 187755-RU. — 2017.
4. Изучение «динамической» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора / А.М. Асланян, Д.Н. Гуляев, А.К. Гильфанов [и др.] // SPE 187776-RU. — 2017.
5. Мусалеев Х. Активные технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в нагнетательных скважинах с трещиной авто-ГРП // SPE 187792-RU. — 2017.
6. Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique/ A. Aslanyan, F. Grishko, V. Krichevsky [et al.] // SPE 195518-MS. — 2019.

Reference

1. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N., *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey* (Information support and technologies of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits), Izhevsk: Publ. of RKhD, 2012, 896 p.
2. Kokurina V.V., Kremenetskiy M.I., Krichevskiy V.M., *Control of the efficiency of repeated hydraulic fracturing basing on the results of hydrodynamic surveys* (In Russ.), Karotazhnik, 2013, V. 227, pp. 76–101.
3. Kotezhkov V., Margarit A., Pustovskikh A., Sitnikov A., *Development of automatic system for decline analysis* (In Russ.), SPE 187755-RU, 2017.
4. Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Gil'fanov A.K., Krichevskiy V.M., Timerbaev M.R., *Dynamic reservoir-pressure maintenance system study in carbonate reservoir with complicated pore structure by production analysis, production logging and well-testing* (In Russ.), SPE 187776-RU, 2017, <https://doi.org/10.2118/187776-RU>
5. Musaleev Kh., *Active technologies of production-logging and well-testing in injection wells with induced fractures* (In Russ.), SPE 187792-RU, 2017, <https://doi.org/10.2118/187792-RU>
6. Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V., Gulyaev D., Panarina E., Buyanov A., *Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique*, SPE 195518-MS, 2019, <https://doi.org/10.2118/195518-MS>.



УДК
622.276.66.004.58

© Коллектив
авторов, 2019

РАЗРАБОТКА ПРОГНОЗНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗВИТИЯ СТИМУЛИРОВАННОГО ОБЪЕМА ПЛАСТА В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С РАЗЛИЧНЫМИ ГЕОЛОГО- ГЕОМЕХАНИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ

**Д.В. Кашапов, А.С. Продан, А.В. Бочкарев, Д.А. Коробицын, Д.И. Торба,
В.В. Родионов, А.М. Янаев**

ООО «Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым»

В.А. Кузнецов

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

О.В. Буков

ООО «Технологический центр «Баженов»

Электронные адреса: kashapov.dv@cet-mipt.ru, rodionov.vv@cet-mipt.ru

В настоящее время основным критерием, описывающим успешность применения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на нетрадиционных объектах, к которым относится баженовская свита, является стимулируемый объем пласта SRV (stimulated reservoir volume). Формирование такого объема зависит от множества геологических и технологических факторов. В данной работе описана разработанная методика оценки и прогноза формирования стимулируемого объема пласта в зависимости от его геолого-геомеханических свойств и технологических параметров обработки. Предложенная методика позволяет оценить эффективность применения различных планов обработки еще на этапе подготовки работ, а также демонстрирует закономерности развития разветвленной сети трещин в условиях баженовской свиты.

Ключевые слова: баженовская свита, стимулированный объем пласта, гидроразрыв пласта (ГРП)

DEVELOPMENT FORECAST CHARACTERISTICS OF EXTENSION STIMULATED RESERVOIR VOLUME (SRV) IN BAZHENOV FORMATION DURING MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING WITH VARIOUS GEOLOGICAL-GEOMECHANICAL PROPERTIES

D.V. Kashapov, A.S. Prodan, A.V. Bochkarev, D.A. Korobitsyn, D.I. Torba, V.V. Rodionov, A.M. Yanaev

MIPT Center for Engineering and Technology LLC, RF, Saint-Petersburg

V.A. Kuznetsov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

O.V. Bukov

Technology center Bazhen LLC, RF, Saint-Petersburg

Nowadays, efficiency of a multistage hydraulic fracturing of unconventional reservoirs, such as Bazhenov formation, determined by the value of stimulated reservoir volume (SRV). Creation of this stimulated volume depends on different geological and technological factors. Developed SRV forecast technique in relation to geological and geomechanical reservoir properties and operational parameters of hydraulic fracturing proposed in this paper. During the design stage proposed methodology allows to evaluate efficiency of different hydraulic fracturing treatment schedules, and in common demonstrate patterns of hydraulic fracture network growth in conditions of Bazhenov formation.

Keywords: Bazhenov formation, stimulated reservoir volume (hydraulic fracturing)

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-62-67

ВВЕДЕНИЕ

Проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в условиях баженовской свиты со сверхнизкой матричной проницаемостью,

наличием естественной трещиноватости, неоднородного поля напряжений решает задачу инициации, развития и закрепления гидравлически связанной системы трещин за счет взаимодействия техногенной трещины

с естественной трещиноватостью и хрупкого разрушения пласта с образованием вторичной техногенной трещиноватости – образования стимулированного объема пласта SRV (stimulated reservoir volume), по которому происходит приток углеводородов к скважине. Для развития SRV требуется соблюдение следующих условий проведения МГРП: большой объем жидкости разрыва (с различными реологическими свойствами), использование проппантов малых фракций, выполнение операций с высоким расходом жидкости, подача проппанта в периодическом режиме.

При наличии достаточно большого объема данных, таких как: 1D геомеханическая модель (минимальный горизонтальный стресс, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент трещиностойкости), геолого-геомеханические свойства (ГГС) (трещиноватость и анизотропия пласта) и технологические параметры обработки (ТПО), варьирующиеся в широком диапазоне, а также при невозможности непосредственного наблюдения или измерения параметров трещины [1] целью исследований явилось моделирование прогнозной характеристики развития SRV (матрицы применимости) при различных ГГС и ТПО.

Сложность вертикального разреза в совокупности с естественной трещиноватостью и спецификой проведения операций МГРП существенно ограничивают применение традиционных коммерческих симуляторов и требуют разработки специализированного программного обеспечения (ПО), адаптированного к особенностям залежей баженовской свиты и других залежей с трудноизвлекаемыми запасами [2]. Моделирование МГРП проводилось на специализированном отечественном ПО «РОСТ МГРП», позволяющем проводить расчеты развития SRV – взаимодействия как техногенных, так и естественных трещин.

НАЧАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

Для проведения многовариантных расчетов была выбрана скв. А месторождения В куста С. При подготовке к выполнению операции построена 1D геомеханическая модель, которая учитывает минимальный горизонтальный стресс $\sigma_{\min}$, коэффициент Пуассона ν , модуль Юнга E (рис. 1).

При помощи палеорекострукции и метода инверсии напряжений получена модель естественной трещиноватости в районе проведения горизонтального ствола скважины (рис. 2).

1D геомеханическая модель обладает не-большой неопределенностью, так как для ее

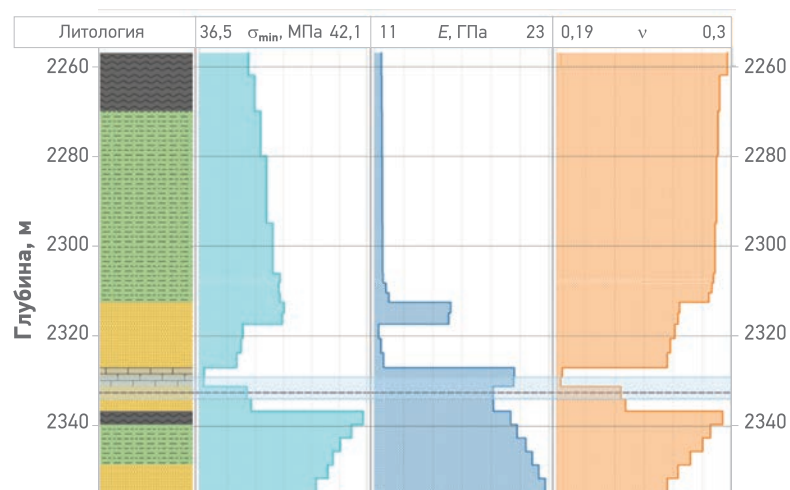


Рис. 1. 1D геомеханическая модель скв. А месторождения В куста С ($\sigma_{\min}=3,70$ МПа, $E=20,4$ ГПа, $\nu=0,2$)

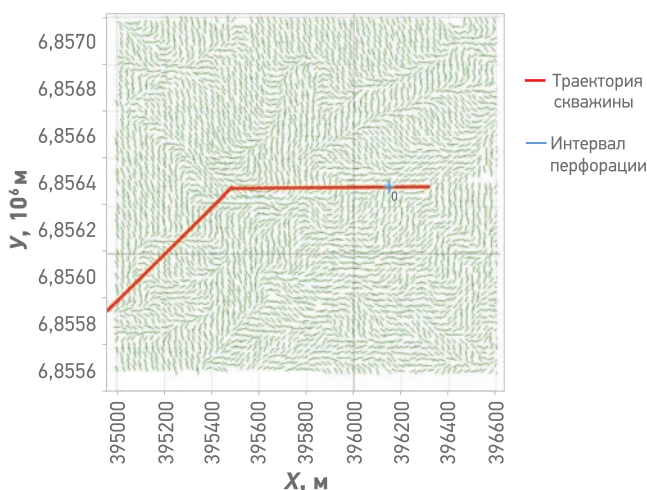


Рис. 2. Модель естественной трещиноватости

построения использовалось большое количество входных данных: результаты изучения ядра, проведения расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), калибровки модели по данным выполнения мини-ГРП в соседних скважинах и др. Неопределенность в моделирование вносят ГГС, а именно плотность естественных трещин. Поэтому, при проведении расчетов варьировалась плотность естественной трещиноватости N_f/N_i (N_f – текущее число естественных трещин, N_i – число трещин, полученное по палеорекострукции напряжений): отношение N_f/N_i выбиралось равным 0,2, 0,5 и 1,0.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ОБРАБОТКИ ПРИ ГРП

Для проведения многовариантных расчетов выбран базовый план обработки, используемый как в российской, так и в зарубежной

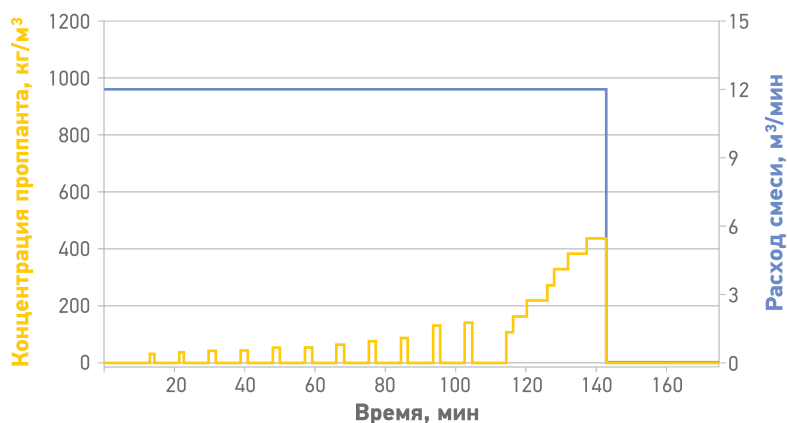


Рис. 3. Базовый план обработки параметров при ГРП

практике при стимуляции сланцевых объектов (рис. 3).

Основные параметры данного плана обработки: расход жидкости гидроразрыва – 12 м³/мин, наличие проппантных пачек: смена рабочих жидкостей Slickwater – LG30 (линейный гель) – DX 30 (сшитый гель); общий объем используемой жидкости – 1100 м³, масса проппанта – 70 т, фракции проппанта – 40/70, 30/50.

Таблица 1

Параметры	Тип жидкости		
	Slickwater	LG 30	DX30
Расход жидкости, м³/мин	4	8	12
Объем жидкости, м³	700	1100	1600
Масса проппанта, т	40	70	120
Фракция проппанта	16/20	40/70	100Mesh
Плотность естественной трещиноватости N_i/N_j	0,2	0,5	1,0

Примечание. Фракция проппанта 100 Mesh соответствует кварцевому песку.

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ

Разработка прогнозной характеристики подразумевала разработку матрицы с общим числом расчетов $3^6 = 729$, где основание степени – вязкость жидкости, показатель – варьирование ТПО и ГГС.

Поскольку для проведения расчетов необходима значительная вычислительная мощность, а также из-за большого их числа, расчеты поочередно проводились при изменении только какого-либо одного параметра (расхода, объема, массы проппанта, фракции, плотности естественной трещиноватости) для трех различных вариантов реологии жидкости (маловязкая, линейная, сшитая).

Результаты расчетов для построения характеристики развития SRV оценивались по квадратичному коэффициенту детерминированности R^2 с последующим построением линии тренда, использование которой для ГГС позволяет определить степень влияния ТПО на развитие SRV.

Параметры жидкости (вязкость) и проппанта (плотность, диаметр частиц) взяты из лабораторных отчетов, предоставляемых сервисными компаниями и производителями проппантов (табл. 1).

Одной из задач данной работы является определение первоначального численного параметра площади SRV, исходя из которого впоследствии будет получено тождество распределения. С учетом ГГС и данных 1D геомеханической модели для базового плана обработки было принято эмпирическое значение характеристики развития SRV, равное 60 %.

Площадь SRV базового плана представлена на рис. 4 и составляет 204 869 м².

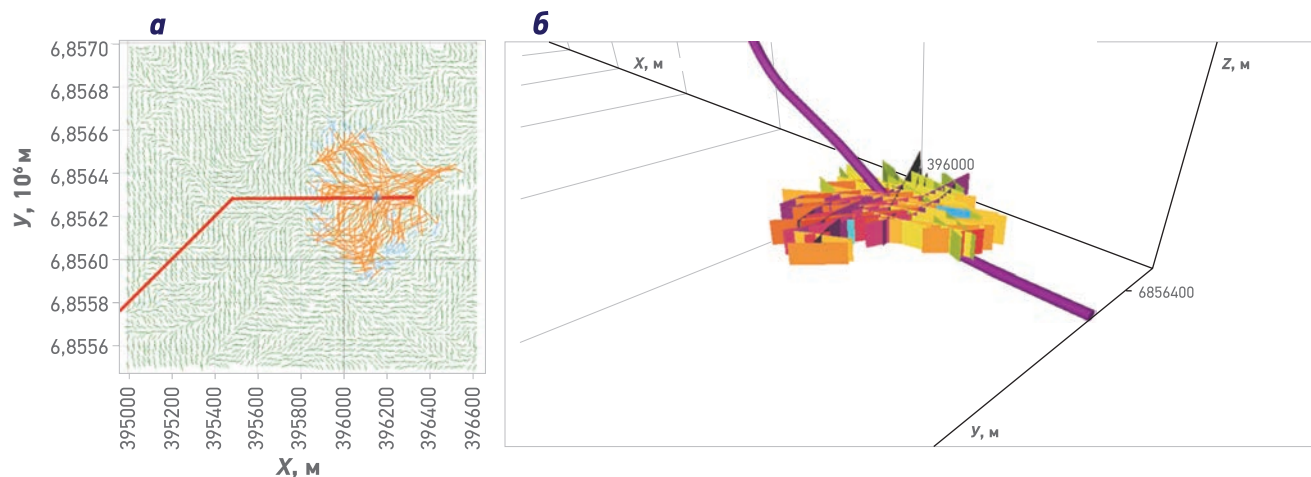


Рис. 4. Развитие SRV при принятии базового плана обработки:

а – вид сверху; б – 3D визуализация

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Результаты расчетов представлены в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Параметры	Тип жидкости		
	Slickwater	LG 30	DX 30
Вязкость, мПа·с	1	30	600
Развитие SRV, %	60	35	8

Таблица 3

Параметры	Развитие SRV, %, при использовании жидкости		
	Slickwater	LG 30	DX 30
Расход жидкости, м ³ /мин:			
4	37	31	7
8	38	40	12
12	60	38	9
Объем жидкости, м ³ :			
700	36	33	7
1100	60	38	9
1600	84	58	13
Масса проппанта, т:			
40	28	33	8,8
70	60	35	8,9
120	64	43	8,9
Фракция проппанта:			
16/20	5	15	7,8
40/70	60	35	8,8
100 Mesh	72	50	8,9
Плотность естественной трещиноватости:			
0,2	31	12	3,5
0,5	36	23	8,6
1,0	60	35,1	8,8

Из табл. 2 следует, что при уменьшении вязкости используемого флюида происходит увеличение площади SRV за счет большей способности жидкости ГРП инициировать естественные трещины, что соответствует теоретическим исследованиям [3].

При изменении расхода жидкости ГРП площадь SRV изменяется в зависимости от типа используемой жидкости. Так, при применении маловязкой жидкости Slickwater и линейного геля LG 30 происходит увеличение площади SRV за счет большего эффективного давления в трещине ГРП, создаваемого при увеличении расхода. Однако, при расходе линейного геля LG 30 более 8 м³/мин увеличивается высота трещины ГРП (рис. 5), в связи с чем площадь SRV уменьшается.

При использовании сшитого геля DX 30 и расходе более 8 м³/мин происходит уменьшение площади SRV за счет прорыва трещины ГРП в нецелевые объекты из-за высокой вязкости флюида.

При увеличении объема используемой жидкости площадь SRV вне зависимости от типа используемой жидкости возрастает. Отмечено, что при использовании высоковязкой жидкости даже значительные объемы не позволяют существенно увеличить площадь SRV, а использование маловязких жидкостей при снижении закачанного объема приводит к значительному уменьшению площади SRV. При увеличении массы проппанта и использовании маловязкой жидкости приращение SRV значительно, так как маловязкая жидкость активно инициирует естественные трещины. Особенно это проявляется при увеличении массы проппанта от 40 до 70 т. Однако увеличение массы проппанта от 70 до 120 т не приводит к значительному увеличению SRV из-за одинакового количества ис-

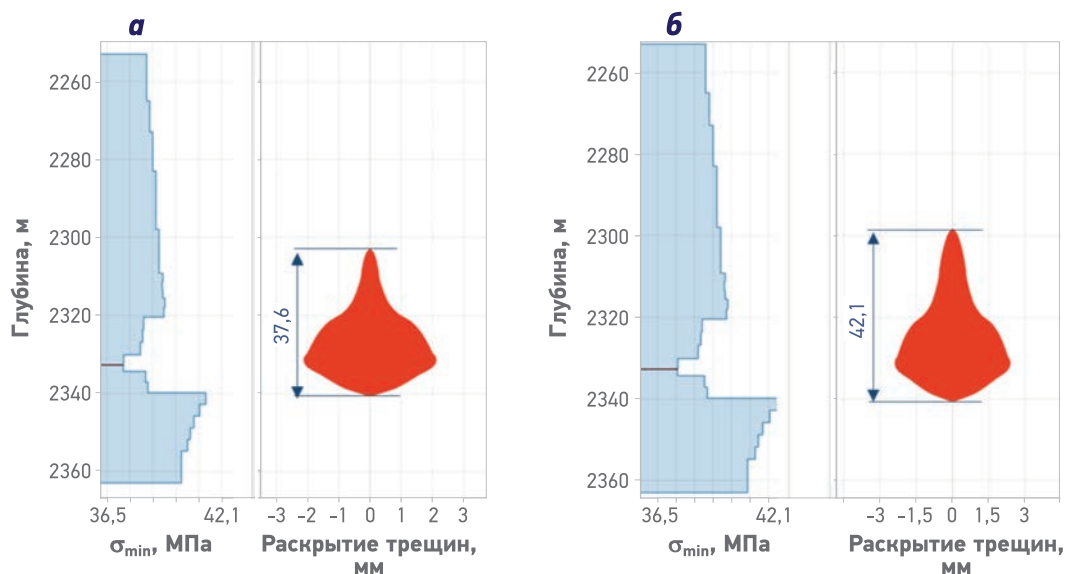


Рис. 5. Геометрия трещины при расходе линейного геля 8 (а) и 12 (б) м³/мин

пользуемой жидкости. Таким образом, для определенного объема используемой жидкости с определенными ГГС масса проппанта имеет некоторое пороговое значение FOI (fold of increase) для традиционных коллекторов, при увеличении которого прирост SRV будет малозначителен. При использовании линейного геля получается аналогичная зависимость. При проведении операции на сшитом геле площадь SRV не увеличивается, так как сшитый гель не инициирует естественные трещины, создается планарная трещина с различной концентрацией проппанта. Использование проппанта 100Mesh позволяет сформировать большую площадь SRV за счет высокой степени переноса проппанта вглубь по системе трещин за счет меньших массы и диаметра частиц. Однако использо-

вание кварцевого песка может способствовать образованию слабопроводящего монослоя, что приведет к снижению продуктивности зоны обработки и, как следствие, к потере добычи нефти после проведения МГРП. Результаты расчетов показали, что использование проппанта большого диаметра (16/20) ограничивает развитие SRV при применении жидкости Slickwater из-за невозможности размещения проппанта такого диаметра в естественных трещинах малой ширины. Кроме того, к ограничениям в использовании проппанта крупной фракции относится низкая степень его переноса по системе трещин за счет высокой составляющей силы тяжести и лобового сопротивления. В связи с этим применение проппанта крупных фракций целесообразно на последних проппантных стадиях для создания трещины ГРП высокой проводимости в призабойной зоне пласта (ПЗП). Величина SRV при использовании сшитого геля и проппанта различных фракций не изменяется по причине создания практически планарной трещины. Что касается варьирования плотности естественной трещиноватости, то при применении маловязкой жидкости приращение площади SRV незначительно при малом числе естественных трещин. При использовании линейного геля получен линейный тренд увеличения площади SRV, который объясняется тем, что большее число естественных трещин создает большее число вероятностей инициации естественной трещиноватости. При использовании сшитого геля прирост площади SRV незначителен, так как раскрытия естественных трещин практически не происходит, поскольку происходит рост доминирующей магистральной трещины ГРП. Для использования данных, полученных в ходе проведенных расчетов и представленных в табл. 2, предлагается следующая методика. Необходимо пройти несколько этапов и с использованием табл. 4 в определенной последовательности заполнить табл. 5: выбрать: тип применяемой жидкости – расход – объем – массу проппанта – фракцию проппанта – число естественных трещин. Предполагая, что каждый параметр обработки, а также ГГС вносят одинаковый вклад в развитие SRV, принимается, что эффективность плана ГРП представляет собой среднее арифметическое вероятностей каждого из параметров.

Разработаны все возможные комбинации ТПО и ГГС, где каждой вероятности соответствует свой дизайн ГРП (см. табл. 4). Базовый план обработки имеет код дизайна ГРП 1-6-8-11-14-18, который расшифровывается с помощью табл. 4 следующим образом:

Таблица 4

Параметры		Код дизайна
Тип жидкости	Slickwater	1
	LG 30	1
	DX 30	3
Расход, м³/мин	4	4
	8	5
	12	6
Объем, м³	700	7
	1100	8
	1600	9
Масса проппанта, т	40	10
	70	11
	120	12
Фракция проппанта	16/20	13
	40/70	14
	100	15
Плотность естественной трещиноватости	0,2	16
	0,5	17
	1	18

Примечание. Код дизайна жидкости Slickwater – 1, LG 30 – 2, DX 30 – 3

Таблица 5

Распределение степени влияния параметров, %, на SRV					
Вязкость жидкости, мПа·с	Расход жидкости, м³/мин	Объем жидкости, м³	Масса проппанта, т	Фракция проппанта	Плотность естественной трещиноватости
40	38	58	33	15	36
Общее распределение $\sum_{i=1}^{n=6} \frac{n_i}{n} = \frac{40+38+58+33+15+36}{6} = 36,5$					

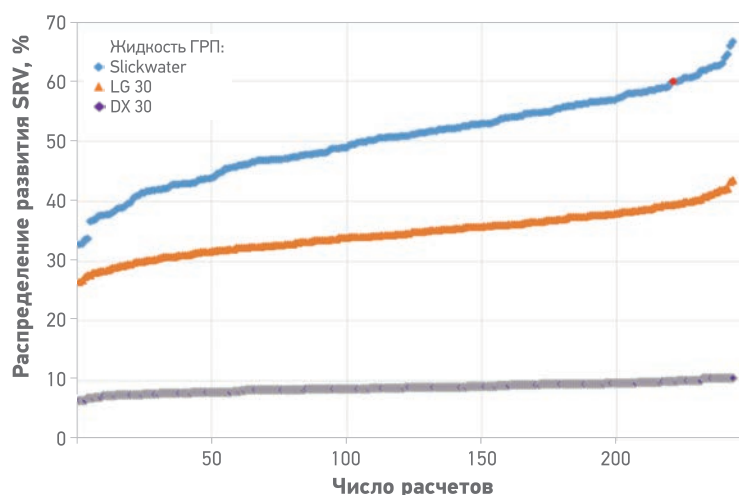


Рис. 6. Прогнозная характеристика развития SRV в зависимости от ТПО и ГГС (код дизайна ГРП 1-6-8-11-14-18)

1 – тип жидкости (Slickwater); 6 – расход (12 м³/мин); 8 – объем (1100 м³); 11 – масса проппанта (70 т); 14 – фракция проппанта (40/70); 18 – плотность естественных трещин (1).

На рис. 6 дана прогнозная характеристика развития SRV в зависимости от ТПО и ГГС.

Выводы

1. Для создания SRV требуется использование маловязких жидкостей или линейного геля.
2. Увеличение расхода жидкости ГРП не всегда способствует приращению площади SRV, так как существует риск избыточного роста трещины ГРП в нецелевые объекты.
3. Увеличение объема маловязкой и линейной жидкостей приводит к увеличению площади SRV.
4. Использование проппанта более крупной фракции при проведении гидроразрыва пластов баженовской свиты целесообразно лишь на последних стадиях для создания трещины

высокой проводимости в районе ПЗП.

5. Для достоверной оценки плотности естественных трещин требуется проведение дополнительных исследований, что позволит откалибровать получаемые значения SRV.

6. В связи с началом масштабной разработки баженовской свиты методами МГРП разработанная прогнозная характеристика предоставляет возможность оценить степень влияния ГГС и ТПО на развитие SRV. На этапе подготовки работ данная оценка позволяет выбирать и проводить прогнозные расчеты с учетом тех или иных ТПО и ГГС.

7. Проведенные расчеты являются лишь инструментом оценки влияния различных ТПО и ГГС на величину SRV и показывают закономерности развития системы трещин в сложнопостроенном низкопроницаемом коллекторе, таком как баженовская свита.

Список литературы

1. To the evaluation of the geometric parameters of hydraulic fracturing crack (In Russ.) / V.A. Baykov, G.T. Bulgakova, A.M. Il'yasov, D.V. Kashapov // Mekhanika zhidkosti i gaza. – 2018. – № 5. – P. 64-75. – DOI: 1031857/S05682810001790-0.
2. Создание оптимального дизайна многостадийного гидроразрыва пласта с учетом особенностей залежей баженовской свиты // Нефтяное хозяйство / Бочкарев А.В. и др. – 2017. – Т. 3. – С. 51.
3. Yew C.H., Weng Xiaowei. Mechanics of hydraulic fracturing. – Gulf Professional Publishing, 2015. – <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.09995-X.3>.

Reference

1. Baykov V.A., Bulgakova G.T., Il'yasov A.M., Kashapov D.V., To the evaluation of the geometric parameters of hydraulic fracturing crack (In Russ.), Mekhanika zhidkosti i gaza, 2018, no. 5, pp. 64-75, DOI: 1031857/S05682810001790-0.
2. Bochkarev A.V. et al., Optimization of multi-stage hydraulic fracturing design in conditions of Bazhenov formation (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 3, pp. 50-53, DOI: 10.24887/0028-2448-2017-3-50-53.
3. Yew C.H., Weng Xiaowei, Mechanics of hydraulic fracturing, Gulf Professional Publishing, 2015, <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-420003-6.09995-X.3>.



УДК 622.276.1/4

© А.А. Анкудинов,
Н.С. Полякова,
Ю.Е. Радевич, 2019

МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ПЕРФОРАЦИОННЫХ РАБОТ

А.А. Анкудинов, к.т.н., Н.С. Полякова, Ю.Е. Радевич

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Электронные адреса: AnkudinovAA@tmn.lukoil.com, PolyakovaNS@tmn.lukoil.com, RadevichYE@tmn.lukoil.com

В условиях длительной разработки месторождения, с целью увеличения продуктивности скважин применяют различные геолого-технические мероприятия для интенсификации притока. Одни из них методов являются перфорационные работы (дострел не перфорированного ранее интервала и перестрел уже работающего). Особенностью данного метода является его невысокая стоимость, а прогнозирование эффекта может проводится по небольшому числу исходных параметров. Часто полученный эффект от мероприятия не соответствует ожидаемому, в связи с чем возникает необходимость прогнозирования результатов с более высокой точностью.

В представленной работе в качестве объекта исследования выбран пласт БВ₈ Повховского месторождения. Данный объект выбран в связи с достаточным для анализа объемом фактически проведенных дострелов: 1376 мероприятий. Выполнен поиск зависимостей между влияющими параметрами и эффективностью мероприятий для построения математических моделей с применением стандартного пакета «Анализ данных» MS Excel и методов Data Mining (регрессия нейронной сети, линейная регрессия), позволяющих находить скважины-кандидаты для определенных работ. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также на другие виды геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: перфорационные работы, анализ данных, регрессия, нейронная сеть

ANALYSIS OF OILFIELD DEVELOPMENT WITH THE USE OF THE DATA MINING METHODS

A.A. Ankudinov, N.S. Polyakova, Y.E. Radevich

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC Tyumen, RF, Tyumen

In the conditions of the long-term field development, in order to increase the productivity of wells, different geological and technical actions applied (не уверен) for production stimulation. One of such methods are perforation works (perforation of previously unperforated intervals and reperforation). Feature of this method is its low cost. Forecasting of effect can be made by a small number of initial parameters. Often gained effect from an action does not correspond to expected, therefore there is need of forecasting the results with higher accuracy.

In the provided work as subject of research the object BV₈ of the Povkhovsky field was selected(?). This object was chosen in connection with sufficient volume of actual reperforating operations: 1376 actions.

The purpose of the work is to find of dependences between influencing parameters and efficiency of actions for creation of mathematical models using standard package "Analysis of Data" of MS Excel and with the use of the Data mining methods (regression of neural network, linear regression) allowing to find candidate wells under considered type of works. The approach used in the work can be extended to other operation facilities and fields, and to other types of geological and technical actions.

Keywords: perforation works, analysis of data, regression, neural network

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-68-72

ВВЕДЕНИЕ

В условиях длительной разработки месторождения с целью увеличения продуктивности скважин проводят различные геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока. Одними из них являются перфорационные работы (дострел не перфорированного ранее интервала и перестрел

уже работающего). Особенностью данного метода является его невысокая стоимость, а эффект может прогнозироваться по небольшому числу исходных параметров.

В настоящее время накоплен значительный объем информации по мероприятиям данного типа.

Целью работы является поиск зависимостей между влияющими параметрами и эффектив-

ностью мероприятий для построения математических моделей, позволяющих находить скважины-кандидаты для определенного вида работ на примере объекта БВ₈ Повховского месторождения. Данный объект выбран в связи с достаточным для анализа объемом фактически проведенных мероприятий: 1376 дострелов.

Повховское месторождение открыто в 1972 г., введено в разработку в 1978 г. Месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 80 км от г. Когалыма. В разработке находятся объекты: БВ₈, Ач и ЮВ₁.

Месторождение многопластовое со сложным геологическим строением. Нефтеносность установлена в отложениях мегийонской, баженовской, васюганской и тюменской свит. По величине запасов месторождение относится к категории крупных. Наибольший объем запасов приходится на продуктивный пласт БВ₈, который характеризуется самой высокой проницаемостью.

Объект БВ₈ является основным, определяющим добычу месторождения. Основная площадь объекта разрабатывается с 1978 г.

В настоящее время отбор составляет 85,2 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ) при обводненности продукции 89,5 %.

Обработка собранной информации по фактически выполненным дострелам включала:

- построение моделей для оценки прироста дебита жидкости и изменения обводненности с применением пакета «Анализ данных» в MS Excel;

- построение моделей с использованием методов Data Mining (регрессия нейронной сети, линейная регрессия) в MS Azur MLS.

На первом этапе исследования были проведены сбор и обработка геолого-промысловых и технологических данных по фактически проведенным дострелам. Общее число перфорационных работ составило 5810. Для анализа выбраны мероприятия, удовлетворяющие следующим критериям:

- перфорационные работы не являются первичными для конкретной скважины, но являются первичными для определенного прося (1653);

- в базу включены дострелы, осуществленные с 2000 г. (1256);

- дострелы проводились без гидроразрыва пласта (541);

- период простоя скважины перед проведением дострела не превышает 1 года (420);

- дострелы выполнены на добывающем фонде скважин (213);

- дострелы осуществлялись без проведения дополнительных мероприятий (195);

– по рассматриваемым скважинам имеются результаты интерпретации геолого-физических параметров (177).

Данным условиям соответствовали 177 скважино-операций в 166 наклонно направленных скважинах.

Для определения прироста дебита нефти после проведения дострела предлагается создание двух математических моделей для оценки:

- 1) прироста дебита жидкости;

- 2) обводненности после мероприятия.

РЕГРЕССИОННЫЕ МОДЕЛИ, ПОЛУЧЕННЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ, ЛЕГКО РЕАЛИЗУЮТСЯ И ПОКАЗЫВАЮТ ДОСТАТОЧНО ВЫСОКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ДЕТЕРМИНАЦИИ. ПОДХОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫЙ В РАБОТЕ, МОЖЕТ БЫТЬ РАСПРОСТРАНЕН НА ДРУГИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОБЪЕКТЫ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ, А ТАКЖЕ НА ДРУГИЕ ВИДЫ ГТМ

Исходя из формулы Дююи, основными параметрами, влияющими на дебит жидкости, являются: толщина, проницаемость пласта, депрессия, контур питания, вязкость и скин-фактор. Для построения математической модели оценки дебита жидкости приняты первые три параметра ввиду высокой точности их определения. В уравнение также добавлен параметр – максимальный дебит жидкости окружающих скважин, для оценки фактической продуктивности пласта.

Для определения обводненности после проведения мероприятия приняты следующие параметры: величина текущих извлекаемых запасов нефти на 1 м толщины пласта – учитывает текущее насыщение пласта; обводненность до мероприятия – учитывает влияние уже подключенных прослоев в скважине на значение обводненности после мероприятия; прирост дебита жидкости после мероприятия – учитывает взаимовлияние фаз воды и нефти.

В первую очередь в данной работе рассматривается построение моделей методом линейной регрессии с использованием встроенного пакета «Анализ данных» в MS Excel. Суть регрессии заключается в определении степени влияния каждого из предполагаемых влияющих параметров $X_1, \dots, X_n$ на зависимую переменную Y . Далее находят коэффициенты регрессии K_i для наилучшего представления дебита жидкости и обводненности после проведения дострела [1–3]

$$Y = \sum_{i=1}^n X_i K_i + b. \quad (1)$$

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРИРОСТА ДЕБИТА ЖИДКОСТИ И ИЗМЕНЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАКЕТА «АНАЛИЗ ДАННЫХ» В MS EXCEL

На первом этапе строилась модель для прироста жидкости после дострелов. Коэффициенты регрессии, значения стандартных ошибок, критерия Стьюдента t , P -значения представлены в табл. 1.

Формула для определения прироста дебита жидкости Y_q после проведения мероприятия в модели линейной регрессии имеет следующий вид:

$$Y_q = -0,1965X_1 + 0,0936X_2 + 0,1861X_3 + 0,0013X_4 - 5,5673. \quad (1)$$

Сопоставление расчетного дебита жидкости с фактическим после дострела показывает высокую сходимость полученных результатов, коэффициент детерминации $R^2 = 0,712$ (рис. 1). По нефтенасыщенной толщине и депрессии P -значение составляет более 0,05, что согласно правилам описательной статистики означает слабое влияние фактора на результирующий параметр или отсутствие влияния. Полученные результаты можно объяснить следующим образом. Во-первых, возникает неопределенность в выборе версии интерпретации геолого-физических параметров. Например, в скв. 2598 по актуальной версии «Переинтерпретация_2011 год» выделен коллектор с нефтенасыщенной толщиной, равной 1,5 м, а по версии «ООО_ЦСРМнефть_2011 год» соответствующий параметр составляет 12,1 м, при этом результаты потокометрии согласуются со второй версией интерпретации. Во-вторых, пластовое да-

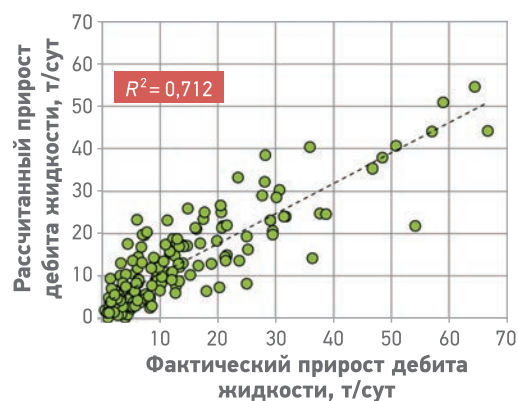


Рис. 1. Сопоставление рассчитанных и фактических значений прироста дебита жидкости после проведения дострела

вление снимается с карты изобар, при этом карты строятся с периодичностью один раз в квартал по некоторому числу значений, полученных непосредственно в скважинах, остальная часть значений рассчитывается. Забойное давление в большинстве случаев пересчитывается через динамический уровень, что также снижает качество исходной информации. Далее проводилось построение модели для определения обводненности после проведения дострелов. Коэффициенты регрессии, значения стандартных ошибок, критерия Стьюдента t , P -значения представлены в табл. 2.

Формула для определения обводненности Y_f после проведения мероприятия в модели линейной регрессии выглядит следующим образом:

$$Y_f = -0,1293X_1 + 0,4107X_2 + 0,7088X_3 + 19,0754. \quad (2)$$

Сопоставление расчетной и фактической обводненности после проведения дострела по-

Таблица 1

Показатели		Коэффициенты регрессии		Стандартная ошибка	Критерий Стьюдента t	P -значение
Y -пересечение	Const	b	-5,5673	1,630	-3,417	0,001
X_1	Эффективная нефтенасыщенная толщина	K_1	-0,1965	0,151	-1,301	0,195
X_2	Проницаемость	K_2	0,0936	0,012	7,606	0,03
X_3	Максимальный дебит по окружающим скважинам	K_3	0,1861	0,014	12,843	0,0000057
X_4	Депрессия	K_4	0,0013	0,014	0,096	0,924

Таблица 2

Показатели		Коэффициенты регрессии		Стандартная ошибка	Критерий Стьюдента t	P -значение
Y-пересечение	Const	b	19,0754	3,083	6,188	$4,3 \cdot 10^{-9}$
X_1	Трудноизвлекаемые запасы/ начальная нефтенасыщенность	K_1	-0,1293	0,059	-2,176	$3,1 \cdot 10^{-2}$
X_2	Прирост дебита жидкости	K_2	0,4107	0,088	4,685	$5,7 \cdot 10^{-6}$
X_3	Обводненность до дострела	K_3	0,7088	0,037	19,260	$6,8 \cdot 10^{-45}$

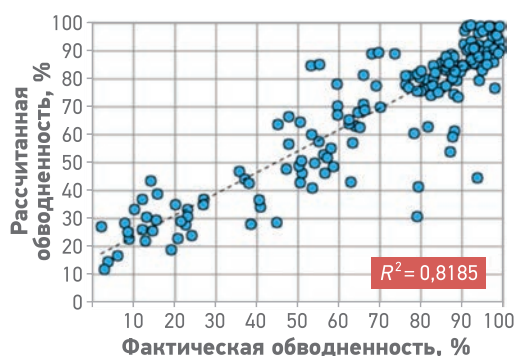


Рис. 2. Сопоставление рассчитанных и фактических значений обводненности после проведения дострела

называет высокую сходимость полученных результатов, $R^2 = 0,8185$ (рис. 2). Data Mining – собирательное название, используемое для обозначения совокупности методов обнаружения ранее неизвестных, нетривиальных, практически полезных и доступных интерпретации знаний, необходимых для принятия решений в различных сферах человеческой деятельности [4].

Data Mining развивалась на стыке таких дисциплин, как статистика, теория информации, машинное обучение, поэтому большинство алгоритмов было разработано на основе различных методов из этих дисциплин. Data Mining включает: теорию баз данных, распознавание образов, описательную статистику, машинное обучение, визуализацию, алгоритмизацию, искусственный интеллект. При этом существует множество программ для реализации задач Data Mining, такие как R-Studio, Microsoft Azure MLS, Orange и др.

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛЕЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА MICROSOFT AZURE MLS

В представленной работе рассмотрены два метода: метод линейной регрессии и метод регрессии нейронной сети, реализованные в программном продукте Microsoft Azure MLS (рис. 3). Данный софт достаточно прост в понимании, бесплатный, имеет встроенные модули, в которых реализованы различные алгоритмы, при этом соблюдается конфиденциальность загружаемых данных в связи с их обезличенностью.

Создание эксперимента в студии машинного обучения включает следующие шаги:

- передача набора данных в виде CSV-файла (табличные данные в текстовом формате) в студию машинного обучения;
- создание эксперимента и использование модуля Select Columns in Dataset (выбор столбцов в наборе данных) для выбора тех

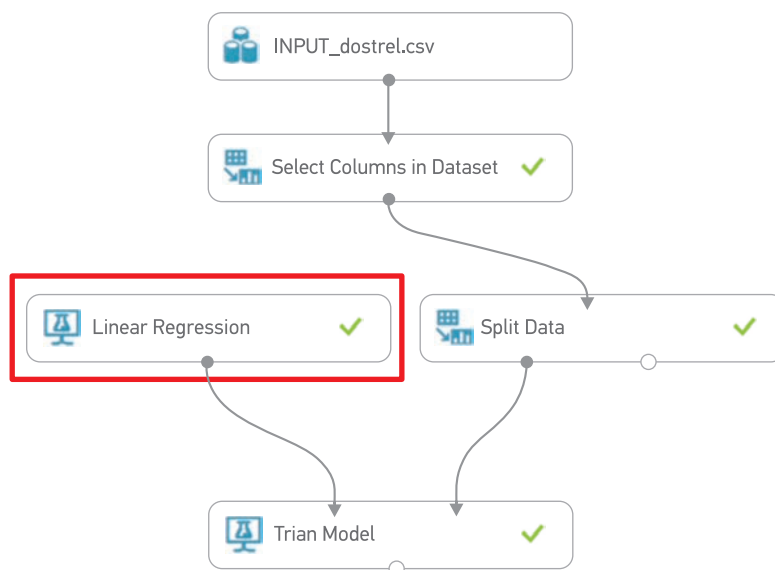


Рис. 3. Построение модели линейной регрессии в MS Azure MLS

же признаков данных, что используются в MS Excel;

– использование модуля Split Data (разделение данных) в режиме относительного выражения для разделения данных на точно такие же наборы данных для обучения, как в MS Excel.

При использовании модуля «Линейная регрессия» в студии машинного обучения доступны два метода: метод градиентного спуска в режиме онлайн (для крупномасштабных проблем); метод наименьших квадратов (наиболее распространенный метод линейной регрессии). Это оптимальный выбор для небольшого объема данных.

В табл. 3 представлено сравнение коэффициентов, полученных в моделях MS Excel и MS Azure MLS для расчета прироста дебита жидкости. Видно, что полученные модели имеют схожие показатели.

Далее в работе был рассмотрен метод Data Mining – «Регрессия нейронной сети» (рис. 4). Алгоритм нейронной сети (Microsoft) полезен при анализе большого объема данных.

В службах SQL Server Analysis Services алгоритм нейронной сети (Microsoft) сочетает каж-

Таблица 3

Показатели		Коэффициенты модели	
		MS Excel	MS Azure MLS
Y-пересечение	Const	-5,5673	-5,6703
X_1	Эффективная нефтенасыщенная толщина	-0,1965	-0,1965
X_2	Проницаемость	0,0936	0,0936
X_3	Максимальный дебит по окружающим скважинам	0,1861	0,1861
X_4	Депрессия	0,0013	0,0013

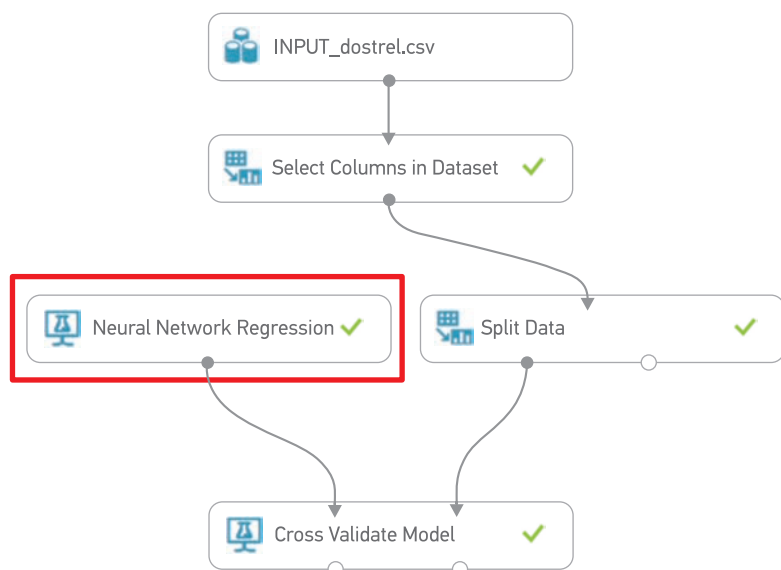


Рис. 4. Построение модели «Регрессия нейронной сети» в MS Azure ML

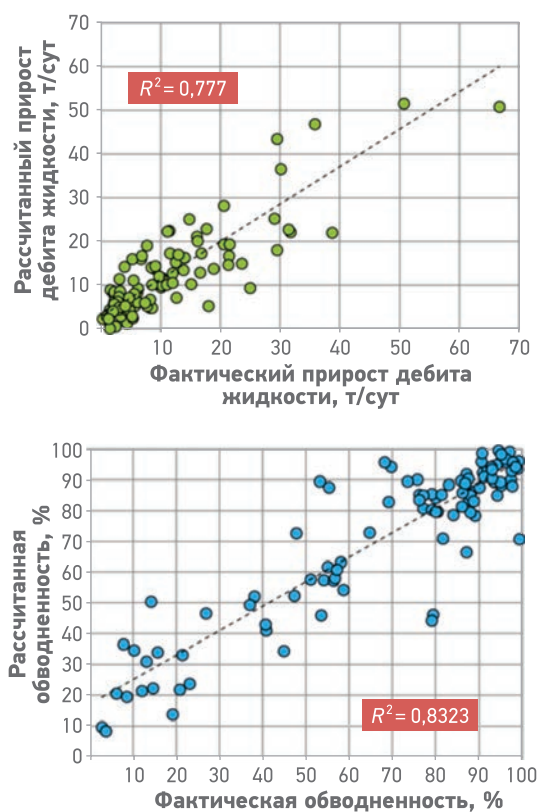


Рис. 5. Результаты построения модели методом «Регрессия нейронной сети» в MS Azure

дое возможное состояние входного показателя с каждым возможным состоянием прогнозируемого показателя и использует обучающие данные для вычисления вероятностей. Далее эти вероятности можно применять для прогнозирования рассматриваемого параметра на основе входных данных.

В модели интеллектуального анализа данных, которая создается при помощи алгоритма нейронной сети Microsoft, может содержаться несколько сетей. Их число определяется числом столбцов, используемых для входа. Алгоритм создает сеть, состоящую из двух или трех слоев нейронов. К таким слоям относятся входной, необязательный скрытый и выходной слой. Модель нейронной сети должна содержать ключевой столбец, один или несколько входных и прогнозируемых столбцов.

На рис. 5 приведены результаты расчета прироста дебита жидкости и изменения обводненности, с помощью моделей, построенных в MS Azure ML методом «Регрессия нейронной сети». Из рис. 1, 2 и 5 видно, что модель, построенная в MS Azure ML методом «Регрессия нейронной сети», характеризуется несколько лучшей сходимостью с фактическими показателями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение Big Data технологий в процесс разработки месторождений является неоспоримо перспективным направлением. Выполненная работа указывает на возможность применения методов Data Mining для анализа исходных данных по фактически проведенным операциям дострелов, а также для прогноза эффективности планируемых. Регрессионные модели, полученные в результате выполнения работы, легко реализуются и показывают достаточно высокие коэффициенты детерминации. Подход, используемый в работе, может быть распространен на другие эксплуатационные объекты и месторождения, а также на другие виды ГТМ.

Список литературы

1. Колемаев В.А., Староверов О.В., Турундаевский В.Б. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высшая школа, 1991. – 400 с.
2. Макарова Н.В., Трофимец В.Я. Статистика в Excel. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 368 с.
3. Савельев В. Статистика и котики. – М.: Издательские решения, 2017. – 126 с.
4. <http://pandia.ru/text/78/271/8297.php>

Reference

1. Kolemaev V.A., Staroverov O.V., Turundaevskiy V.B., *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika (Theory of probability and mathematical statistics)*, Moscow: Vysshaya shkola Publ., 1991, 400 p.
2. Makarova N.V., Trofimets V.Ya., *Statistika v Excel (Excel statistics)*, Moscow: Finansy i statistika Publ., 2002, 368 p.
3. Savel'ev V., *Statistika i kotiki (Statistics and kitties)*, Moscow: AST Publ., 2017, 126 p.
4. URL: <http://pandia.ru/text/78/271/8297.php>

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В КОЛЛЕКТОРАХ С БЛИЗКИМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ГАЗОНЕФТЯНОГО И ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТОВ И НАЛИЧИЕМ СЛАБОВЫРАЖЕННЫХ БАРЬЕРОВ С НИЗКИМ КОНТРАСТОМ НАПРЯЖЕНИЙ

Е.Г. Казаков, И.Г. Файзуллин, Э.Ф. Сайфутдинов

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

А.А. Корепанов

ООО «Газпромнефть–Ямал»

Н.В. Чебыкин

ООО «Газпромнефть–Хантос»

А.Ю. Конопелько

АО «Мессояханефтегаз»

Электронные адреса: Kazakov.EG@gazpromneft-ntc.ru, Fayzullin.IG@gazpromneft-ntc.ru, Saifutdinov.EF@gazpromneft-ntc.ru, Korepanov.AA@tmn.gazprom-neft.ru, Chebykin.NV@Khantos.gazprom-neft.ru, Konopelko.AYu@tmn.gazprom-neft.ru

Для эффективной стимуляции скважин методом ГРП необходима глубокая инженерная и технологическая проработка. В работе показаны различные пути оптимизации МГРП в пластах со слабовыраженными барьерами и низким контрастом напряжений. Одним из решений поставленных задач является оптимизация существующих гуаровых систем жидкости для контроля высоты трещины. Для достижения максимального эффекта проводилось постепенное снижение концентрации полимера, и использовались маловязкие жидкости и комбинированные буферные стадии. Дополнительно проводились работы по оптимизации расписания закачки и повышения его агрессивности. С целью достижения наибольшего эффекта по очистке трещины происходило постепенное повышение концентрации ферментного деструктора. В качестве альтернативного подхода в стимуляции была выбрана жидкость ГРП на бесполимерной основе (ПАВ). Для минимизации рисков, связанных с получением СТОПа, внедрено применение компоновок МГРП с многоразовыми муфтами, управляемыми ключом с привлечением установки ГНКТ и мониторингом забойного давления. В качестве дополнительных методов контроля применялся микросейсмический мониторинг и различные геофизические исследования. Анализ фактического дебита показал успешность примененных подходов для достижения максимальной эффективности работы простимулированных скважин.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, низкий контраст напряжений, слабые барьеры, маловязкие жидкости, ПАВ, микросейсмический мониторинг, гибкие НКТ (ГНКТ)

OPTIMIZATION OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES IN RESERVOIRS WITH CLOSE OIL-GAS AND WATER-OIL CONTACTS AND THE PRESENCE OF WEAK BARRIERS WITH LOW STRESS CONTRAST

E.G. Kazakov, I.G. Fayzullin, E.F. Sayfutdinov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

A.A. Korepanov

Gazpromneft–Yamal LLC, RF, Tyumen

N.V. Chebykin

Gazpromneft–Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

A.Yu. Konopelko

Messoyakhaneftgaz JSC, RF, Tyumen

For effective stimulation of wells by hydraulic fracturing requires deep engineering and technological research work. The paper shows various ways of optimization multistage fracturing operations in reservoirs with weak barriers with low stress contrast. One of the solutions of the tasks is to optimize the existing guar fluid systems to control the fracture height. To achieve the maximum effect was carried out gradual decrease the polymer concentration, used low-viscosity liquids and combined "pad" stages. Additionally, had been performing works to optimize the pumping schedule and increase its aggressiveness. To achieve the maximum effect for cleaning of the created fracture, the concentration of enzyme destructor was gradual increasing. As an alternative approach to stimulation, was chosen hydraulic fracturing on a non-polymer fluid system (surface active agent). To minimize the risks associated with STOP regime, has been implemented multi-stage completion system with reusable sleeves, which controlled by special key with involvement of coil tubing and bottom-hole pressure monitoring. As in addition methods of control had been using microseismic monitoring and different geophysical studies. Analysis of actual oil production rate showed the success of the applied approaches to achieve maximum efficiency of the stimulated wells.

Keywords: hydraulic fracturing, low stress contrast, weak barriers, low-viscosity liquid, surface active agent, microseismic monitoring, coil tubing

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-73-77

ВВЕДЕНИЕ

В портфеле активов «Газпром нефти» имеется ряд месторождений, пласты которых характеризуются отсутствием ярко выраженных литологических барьеров для газа и воды. Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) без глубокой инженерной проработки и внедрения технологий не эффективно. Для успешного введения в эксплуатацию объектов – п-ова Ямал требуется поиск оптимальных решений.

В данной работе рассмотрены различные сценарии проработки путей оптимизации технологии ГРП. Анализ фактической работы протестированных скважин показывает, что в итоге удалось найти успешное решение. Благодаря комплексному подходу специалистов компании была проведена большая работа по оптимизации ГРП, что позволило повысить производительность скважин.

АПРОБАЦИЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЖИДКОСТИ И ДИЗАЙНА ГРП

На месторождениях Западной Сибири для коллекторов с близким расположением газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов и слабовыраженными барьерами с низкими напряжениями одной из задач является необходимость контроля высоты трещины ГРП для исключения приобщения непроектных интервалов. В связи с тем, что технологии с низкополимерными модифицированными или ПАВ рецептурами пока не получили широкого распространения из-за более высоких стоимости и требований к оборудованию, очевидным решением представляется оптимизация существующих гуаровых жидкостей ГРП в направлении снижения концентрации (загрузки) полимера и использования в качестве буферной и/или песконесущей жидкости маловязких жидкостей [1].

В рассматриваемом случае оптимизация была начата с жидкостей и дизайна ГРП, а именно с постепенного снижения загрузки (концентрации) полимера и повышения агрессивности графика-закачки (уменьшение доли объема буфера, увеличение максимальной концентрации проппанта и снижение расхода жидкости). Первые опробования проводили в наклонно направленных скважинах, конструкция которых предотвращает риск аварии из-за оседания проппанта в хвостовике горизонтальной секции. После получения положительных результатов была выполнена закачка в горизонтальных скважинах с заканчиванием компоновками многостадийного ГРП (МГРП) [2]. Концентрация полимера, основные характеристики пласта до и после оптимизации приведены в **таблице**. Первоначально вязкость сшитой жидкости со-

Параметры дизайна ГРП	До оптимизации	После оптимизации
Давление закрытия забойное, МПа	25,0–33,0	25,0–33,0
Эффективное давление, МПа	1,8–3,0	1,8–3,0
Эффективность жидкости, %	35–60	35–60
Загрузка полимера, кг/м ³	2,76–3,6	2,0–2,4
Объем жидкости, м ³	80–110	25–70
Доля объема буфера в смеси, %	25–30	13–18
Масса проппанта, т	25–50	5–35
Фракции проппанта	20/40, 16/20	20/40, 16/20, 12/18
Максимальная концентрация, кг/м ³	800–900	900–1200
Расход жидкости, м ³ /мин	2,8–3,0	1,8–2,2

ставляла 800 мПа·с, что объяснялось большими утечками жидкости в матрицу пласта. Высокая вязкость системы жидкости позволяла избежать риск получения СТОПа и гарантировала достаточность гидравлического раскрытия трещины, однако при этом увеличивалась ее высота, что многократно повышало риск приобщения газа и воды. Оптимизация ГРП происходила по направлению снижения загрузки полимера, а также увеличения концентрации ферментного (энзимного) брейкера для очистки трещины от остатков полимера и соответственно повышения остаточной проводимости трещины. Проведенные работы позволили без увеличения аварийности существенно снизить загрузку полимера – с 3,6 до 2,2 кг/м³. В результате было достигнуто снижение вязкости сшитого геля в среднем до 400–450 мПа·с. В целом на проекте было проведено 370 скважино-операций, доля осложнений (СТОП) составила менее 5 %, что явилось очень хорошим показателем. В основном осложнения связаны с техническими причинами (работой оборудования), такими как отклонения в подаче проппанта (скачки концентрации проппанта) и химических реагентов. Для подтверждения правильности выбранного подхода проводился инструментальный контроль высоты трещины – микросейсмический мониторинг (МСМ), который позволяет оценить эффективность работ физически, а не только по параметрам добычи или результатам моделирования в симуляторе ГРП. На **рис. 1** приведено сравнение высоты трещины по дизайну ГРП и локализованным событиям МСМ. Данные моделирования и МСМ были подтверждены работой скважин без признаков прорыва в непроектные горизонты [3].

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЖИДКОСТИ И ДИЗАЙНА ГРП

Помимо апробации оптимизации жидкости и дизайна ГРП проводились опытно-промышленные работы (ОПР) с закачкой вязкоупругих ПАВ. Жидкость на основе вязкоупругих ПАВ по сравнению с жидкостью на гуаровой основе имеет хорошую песконесущую способность при

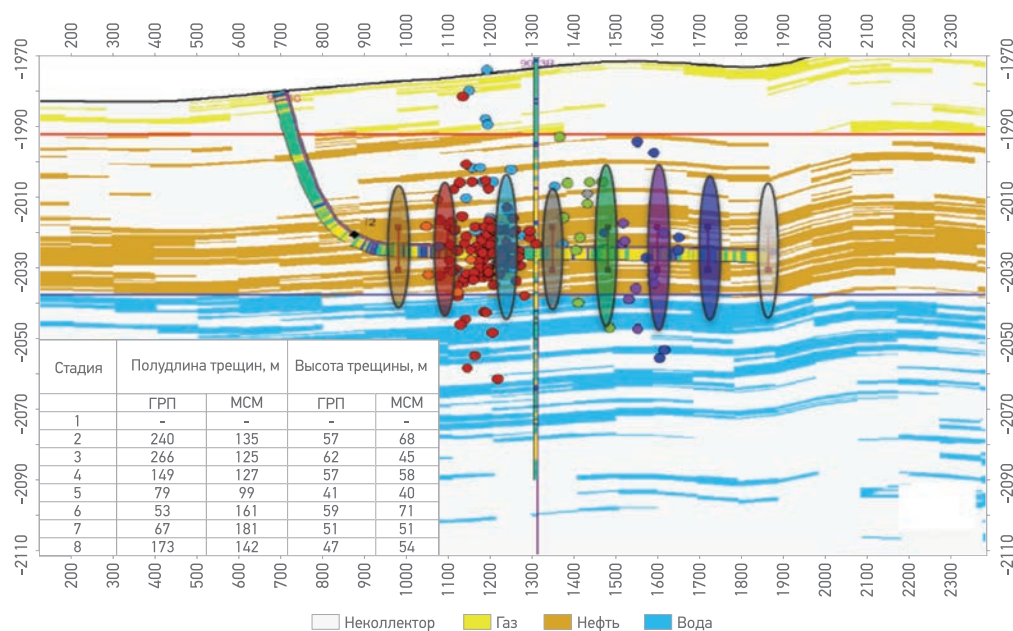


Рис. 1. Результаты сравнения высоты трещины по дизайну и лоцированные события МСМ

пониженной вязкости (около 250 МПа·с), но при этом предъявляются очень высокие требования к технологическим средствам ее применения и, кроме того, жидкость на основе вязкоупругих ПАВ имеет значительно более высокую стоимость. Проведены девять скважино-операций, доля осложнений (СТОП) по данной технологии составила 25 %, основной их причиной послужила неготовность подрядчика к проведению работ по технологии с применением данной рецептуры жидкости. Результаты работы скважин оценивались по безразмерному индексу продуктивности, приведенному к дебиту скважины после выполнения одной стадии ГРП. Эффективность технологии ГРП с применением жидкости на основе вязкоупругих ПАВ получила

свое подтверждение, однако из-за высокой стоимости и большого процента осложнений по сравнению с технологией с использованием жидкости на гуаровой основе не получила широкого распространения.

Для минимизации рисков прорыва при ГРП с закачкой проппанта массой 8–10 т также применено устройство для сброса шаров, позволяющее проводить плановые восемь стадий МГРП без остановки закачки, что доказало свою эффективность. В результате кратно снижается непроизводительный объем закачиваемой жидкости в пласт (уменьшение объема жидкости на 30–40 % за счет отмены тестовых закачек на каждую стадию МГРП и сокращения объема жидкости на стадии продавки), умень-

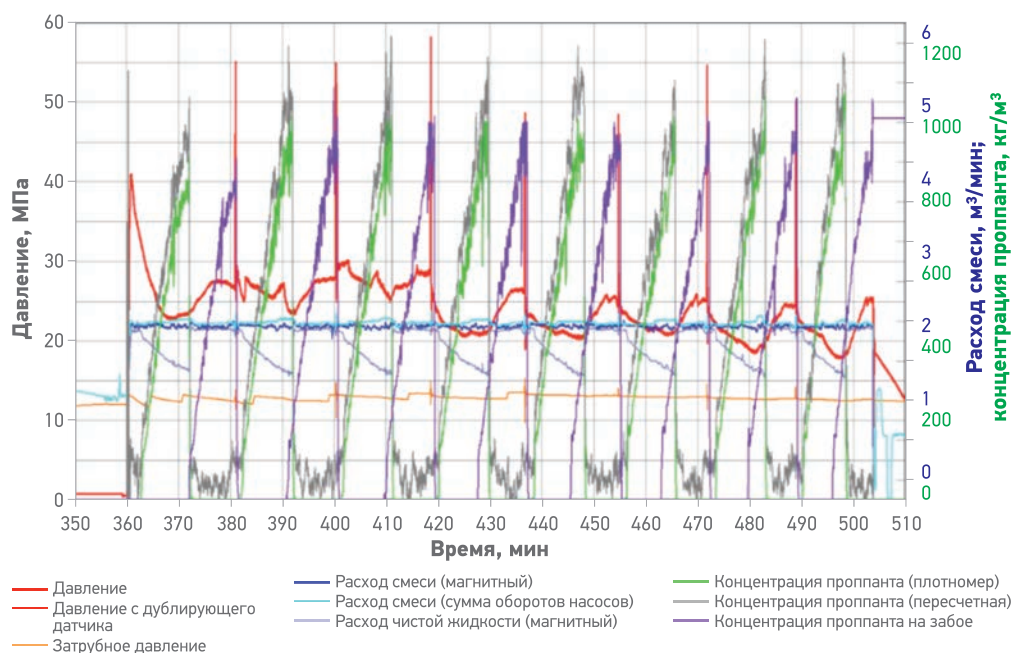


Рис. 2. График проведения восьмистадийного ГРП с закачкой проппанта в поток жидкости

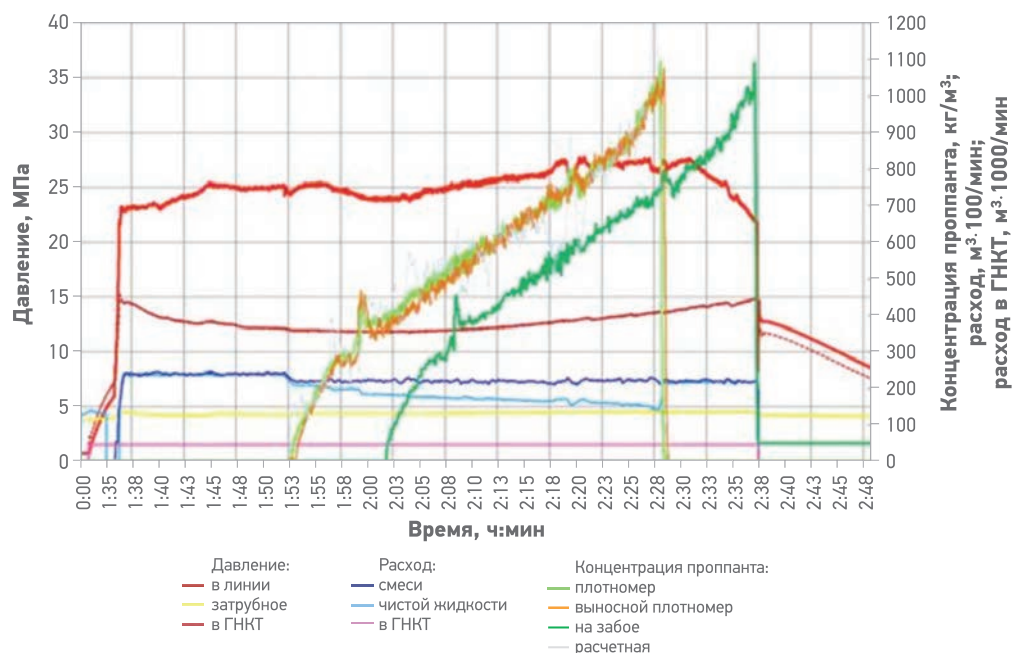


Рис. 3. График проведения основного ГРП без подъема ГНКТ и с возможностью мониторинга забойного давления в режиме реального времени

шается время на проведение восьми стадий ГРП (с момента заезда флота ГРП практически в 2 раза). Достигнуто значительное ускорение, например, закачка проппанта массой 10 т на стадию при восьмистадийном ГРП была завершена за 2 ч (рис. 2).

Однако при закачке в поток проппанта массой 8–10 т на муфту ГРП имеется риск получения осложнения из-за того, что во время прохождения проппанта в стимулируемую зону пласта шар для активации последующего порта уже сброшен в скважину. В случае получения СТОПа нахождение шара в колонне НКТ серьезно затрудняет дальнейшее проведение работ в скважине [3].

Для минимизации данных рисков внедрены компоновки МГРП с многоразовыми муфтами, управляемыми ключом на гибкой НКТ (ГНКТ). Закачка жидкости ГРП осуществляется по малому затрубному пространству со спуском ключа на ГНКТ ниже порта, на который проводится ГРП. Это позволило избавиться от «лишних» спускоподъемов компоновки при проведении

каждой стадии, в связи с чем появилась уникальная возможность мониторинга забойного давления по давлению в ГНКТ в режиме реального времени (рис. 3). Это дало возможность оценивать упаковку трещины проппантом при проведении операций и обоснованно предлагать оптимизационные изменения к плану закачки. После выполнения операции порт закрывается, что исключает дополнительную кольматацию только что обработанной зоны, а также способствует выносу проппанта из простимулированного порта в ствол скважины при продолжении работ по стимуляции следующих стадий. На части месторождения принято решение о тиражировании данной технологии.

Внедрение всех описанных этапов оптимизации жидкости и технологий ГРП позволило достичь параметров закачек при ГРП, приведенных на рис. 4.

Помимо снижения содержания полимера в жидкости ГРП в «Газпром нефти» реализован метод закачки комбинированных буферных стадий (линейный + сшитый гели) с постоянным уменьшением концентрации сшитой жидкости без изменения объема буферной стадии вплоть до закачки полностью линейных буферных стадий для коллекторов, в которых отсутствует риск прорыва в непроективный интервал. Работы были реализованы в Западной Сибири, закачка проводилась в пласты, залегающие на глубине (а.о.) 2350–2650 м, характеризующиеся низкими ФЕС, эффективность применения сшитой жидкости разрыва в которых достигает более 60 %. Полученные положительные результаты и опыт впоследствии были адаптированы и перенесены на объекты, где есть риск прорыва в ГНК и ВНК. Такие объекты для проведения ГРП ха-

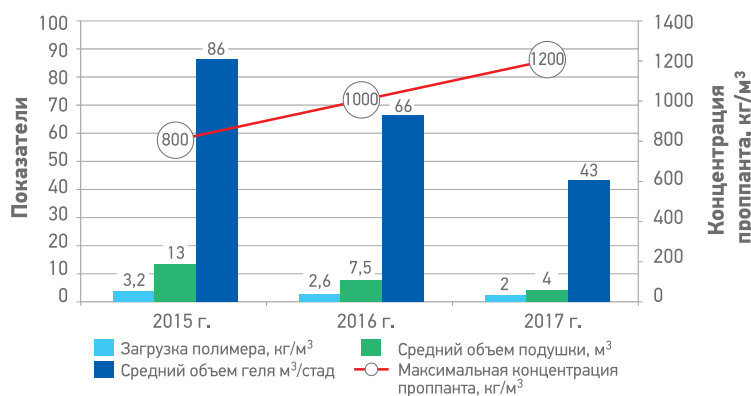


Рис. 4. Параметры закачек при ГРП

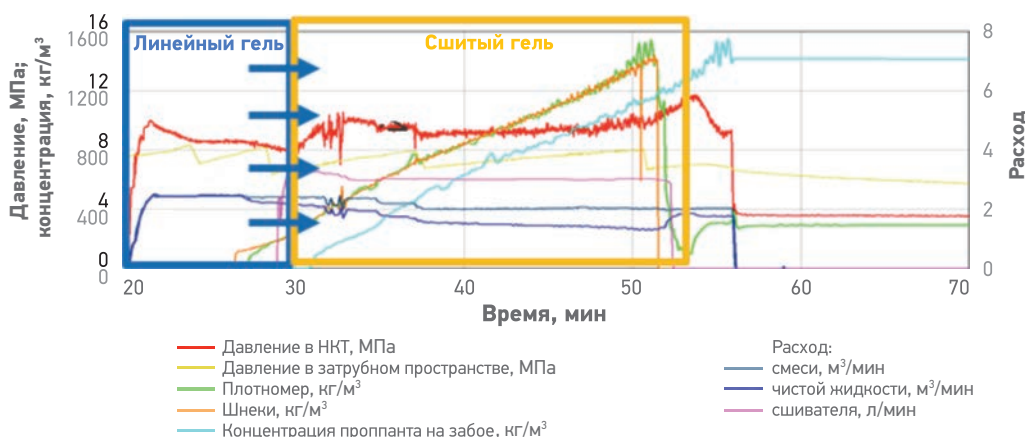


Рис. 5. Дальнейшая оптимизация графика закачки жидкости основного ГРП

рактируются довольно высокими значениями ФЕС, глубина их залегания (а.о.) составляет 750–780 м, эффективность использования сшитой жидкости достигает 45 %. Для данных коллекторов в дальнейшем оптимизация закачки на основе линейного геля доведена до концентрации проппанта 200 кг/м³ фракцией 16/20, на основе сшитой жидкости – до 1400 кг/м³ фракцией 12/18.

Первая горизонтальная скважина, в которой был опробован данный подход, была оснащена компоновкой заканчивания с пятью муфтами МСГРП, активируемыми шарами, с длиной горизонтальной секции примерно 1000 м. Увеличение линейной части буферной стадии проводилось поэтапно. При проведении основного ГРП на пятой стадии использовали линейную жидкость как на буферной, так и на проппантной стадиях закачки до концентрации проппанта 200 кг/м³. Дальнейшая закачка с набором концентрации проппанта до 1400 кг/м³ осуществлялась на основе сшитого геля, использовалась загрузка геля концентрацией 2,4 кг/м³. Кроме того, расход закачки был снижен с 2,4 м³/мин на буферной части до 2,0 м³/мин к концу работы. Средняя масса проппанта составила 30 т на стадию. Показатели добычи нефти превысили ожидаемые на 25 %. Оптимизация жидкости, технологии ГРП и графика закачки в настоящее время еще не закончена и в дальнейшем будет развиваться, в на-

правлении поиска соотношения линейной и сшитой частей геля (рис. 5). Планируется снижение концентрации полимера до 1,8 кг/м³, повышение максимальной концентрации проппанта до 1600–1800 кг/м³, а также применение более крупного проппанта фракцией 10/14.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Специалисты компании «Газпром нефть» в области разработки и освоения трудноизвлекаемых запасов месторождений Западной Сибири с близким расположением ГНК и ВНК и слабовыраженными литологическими барьерами нашли успешный технологический подход. Опробованы и внедрены решения по проведению ГРП в условиях близкого расположения ГНК и ВНК с сохранением технологической успешности без увеличения стоимости работ, такие как снижение загрузки гуарового полимера, применение устройства для сброса шаров в поток, гибридного дизайна ГРП, равнопроходных бесшаровых технологий заканчивания. Эффективность оптимизированных технологий подтверждается фактической работой прости мулированных скважин. Это открывает перспективы для тиражирования таких технологий на другие объекты дочерних обществ компании с аналогичными или близкими условиями.

Список литературы

1. Интегрированный подход к разработке нефтяных оторочек Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения / Д.А. Сугаипов, Д.Ю. Баженов, С.С. Девятаров, [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С. 60–63.
2. Первое в России массовое применение кластерной технологии ГРП в горизонтальных скважинах / А. Юдин, С. Сыпченко, А. Громовенко, [и др.] // SPE-187932 – RU – 2017.
3. Казанов Е., Верещинин С., Кичигин А. Ювелирный гидроразрыв: увеличение стадийности при снижении размеров трещин в подгазовых нефтяных пластах Новопортовского месторождения // SPE-187680-RU – 2017.
4. Куванина М.С. Комплексная система заканчивания скважин для разработки подгазовых залежей // ПРОНефть. – 2018. – № 4(10) – С. 44–47.

Reference

1. Sugaipov D.A., Bazhenov D.Yu., Devyataryov S.S. et al., *Integrirovanny podkhod k razrabotke neftyanykh otorochek Novoportovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 60–63.
2. Yudin A., Syptchenko S., Gromovenko A. et al., *First in Russia large-scale implementation of the channel fracturing technology in horizontal wells* (In Russ.), SPE-187932-RU, 2017.
3. Kazakov E., Vereschagin S., Kichigin A. et al., *Precise fracturing: Increasing number of stages and reducing treatments size in oil rims of Novoportovskoe oil field* (In Russ.), SPE-187680-RU, 2017.
4. Kuvakina M.S., *The combine completion of the wells for development oil rims* (In Russ.), PRONeft', 2018, no. 4, pp. 44–47, DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-44-47.



УДК 550.8.072

© И.К. Гималтдинов,
С.Р. Кильдибаева,
2019

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЗАТОПЛЕННЫХ СТРУЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

И.К. Гималтдинов

Уфимский гос. нефтяной технический университет

С.Р. Кильдибаева

Стерлитамакский филиал Башкирского гос. университета

Электронный адрес: iljas_g@mail.ru

Вследствие роста объемов потребления энергоресурсов происходят уменьшение запасов углеводородов в континентальной части и увеличение объемов добычи в шельфе. В последнем случае запасы практически не тронуты, но процесс их извлечения более сложный.

В работе рассматривается гипотетический случай разлива углеводородов, который мог бы произойти в результате техногенной катастрофы. Описывается течение углеводородов, поступающих из скважины в виде затопленной струи. Исследование течения затопленной струи необходимо для прогнозирования ее дальнейшего распространения и получения возможности быстрой локализации и устранения разлива. Для моделирования течения струи используется система уравнений, включающих законы сохранения и вспомогательные соотношения. В ходе работы получены зависимости теплофизических характеристик затопленной струи от вертикальной координаты.

Ключевые слова: затопленная струя, разлив углеводородов, ликвидация глубоководных утечек, нефть, газ, гидрат

THE FLOW OF SUBMERGED JETS FOR THE ELIMINATION OF MAN-MADE SPILLS

I.K. Gimaltdinov

Ufa State Petroleum Technological University, RF, Ufa

S.R. Kildibaeva

Sterlitamak Branch of Bashkir State University, RF, Sterlitamak

Due to the increase in energy consumption, there is a decrease in hydrocarbon reserves in the continental part and an increase in offshore production. In the latter case, the reserves are almost untouched, but the process of extraction is more complex and there is a high probability of oil spills. The paper deals with the case of a hydrocarbon spill that occurred as a result of a man-made disaster. The flow of hydrocarbons coming from the well in the form of a submerged jet is considered. The study of the submerged jet flow is necessary in order to predict their further spread and the possibility of rapid localization and elimination of the spill. A system of equations including conservation laws and auxiliary relations is used to model the jet flow. The dependences of the thermophysical characteristics of the submerged jet on the vertical coordinate are obtained.

Keywords: submerged jet, spill of hydrocarbons, the elimination of deep-water leak, oil, gas, hydrate

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-78-80

Работа выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований
(грант № 18-31-00264 мол_а)

ВВЕДЕНИЕ

Техногенное распространение затопленных струй связано с повреждением скважины или трубопровода при глубоководной добыче нефти. Для того, чтобы устранить такую утечку, нужно рассчитать траекторию распространения струи, а также ее параметры, такие как температура, плотность и скорость. По результатам анализа данных параметров струи можно спрогнозировать ее поведение и особенности взаимодействия с океанической водой. Исследова-

ние особенностей течения струй позволит составить предварительную гипотезу относительно поведения струи и сократить время ее ликвидации [1].

Немаловажную роль в этом процессе играют наличие подводных течений и их поля скоростей. Большое значение в этих случаях имеют глубина пролегания трубопровода и интенсивность поступления нефти. Исследование течения затопленных струй тесно связано с моделированием устройств, предназначенных для ликвидации последствий аварий на нефтедо-

бывающих конструкциях. К таким методам относятся устройства в виде купола, которые устанавливаются непосредственно над местом разлива и способны проводить сбор и дальнейшую транспортировку накопленных углеводородов [2].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

В принятом для рассмотрения интегральном Лагранжевом методе контрольного объема (КО) затопленной струи последняя рассматривается в виде последовательности элементов цилиндрической формы с известными линейными размерами [3].

Согласно постановке задачи на дно водоема поступают капли нефти и пузырьки газа из поврежденной скважины. Известны их температура и объемный расход. Кроме того, известны характеристики окружающей среды (воды): температура, плотность, давление, скорость течения. При распространении струи вследствие поперечного течения окружающей среды траектория струи может искривляться, а пузырьки газа – покидать струю. Схема струи приведена на рис. 1. Примем, что распространение струи происходит в условиях стабильного существования гидрата, т.е. температура и давление, при которых распространяется струя, таковы, что газовые пузырьки при контакте с водой образуют газовый гидрат. Для характеристик струи и окружающей среды введены следующие обозначения: r – радиус отверстия, из которого поступают углеводороды; T_e – начальная температура поступающих из источника углеводородов; Q_o^e – начальный объемный расход нефти; Q_g^e – начальный объемный расход газа; T_w – температура окружающей среды; $\vec{V}_w$ – скорость окружающей среды. Для описания распространения струи запишем уравнения сохранения массы, энергии и импульса

$$\frac{dM_o}{dt} = 0, \quad \frac{dM_g}{dt} = -J_g - \rho_g Q_g^f, \quad (1)$$

$$\frac{dM_h}{dt} = J_h - \rho_h Q_h^f, \quad \frac{dM_w}{dt} = \rho_w Q_w - J_w, \quad (2)$$

$$J_g = G J_{h^*}, \quad J_w = (1-G) J_{h^*}, \quad J_h = N 4 \pi a_{gh}^2 j_{h^*} \quad (3)$$

$$\frac{dM}{dt} = \rho_w Q_w - \rho_{com} Q^f, \quad \rho = \sum_i \alpha_i \rho_i, \quad \sum_i \alpha_i = 1, \quad (4)$$

$$\frac{d}{dt}(Mu) = u_w \rho_w Q_w - u \rho_{com} Q^f, \quad (5)$$

$$\frac{d}{dt}(Mv) = v_w \rho_w Q_w - v \rho_{com} Q^f, \quad (6)$$

$$\frac{d}{dt} \left[(M_w + M_o)w + (M_g + M_h)(w + w_b) \right] =$$

$$= w_w \rho_w Q_w - (w + w_b) \rho_{com} Q^f +$$

$$+ (\rho_w - \rho_l) \pi b^2 h (\alpha_w + \alpha_o) g +$$

$$+ (\rho_w - \rho_{com}) \pi b^2 h (\alpha_g + \alpha_h) g, \quad (7)$$

$$\frac{d}{dt}(cMT) = c_w T_w \rho_w Q_w + J_h L - J_w c_w T_{hs}, \quad (8)$$

$$c = \sum \chi_i c_i, \quad c = \chi_o c_o + \chi_g c_g + \chi_h c_h + \chi_w c_w, \quad (9)$$

где нижние индексы o, g, h, w означают соответственно нефть, газ, гидрат и воду; $M_i, \rho_i, c_i, \chi_i (i = o, g, h, w)$ – соответственно масса, плотность, теплоемкость и массовое содержание соответствующих компонентов в КО струи; $j_i (i = g, h, w)$ – интенсивность расхода компонентов при образовании гидрата; α_i – объемное содержание компонентов в КО; M – масса контрольного объема; Q_w – объемный расход вовлеченной в струю окружающей воды; $Q_i^f (i = g, h)$ – объемный расход пузырьков, покидающих КО в связи с искривлением струи; a_{gh}, ρ_{com}, N – соответственно радиус, плотность и число пузырьков в КО; G, j_h – соответственно гидратное число и интенсивность образования гидрата; u, v, w – компоненты скорости КО $\vec{V}$; u_w, v_w, w_w – компоненты скорости течения воды, окружающей КО $\vec{V}_w$; g – модуль ускорения свободного падения; $\rho_l = \alpha_w \rho_w + \alpha_o \rho_o$ – плотность жидкой составляющей в КО; c, T – соответственно теплоемкость и температура КО; c_w, T_w – соответственно теплоемкость и температура воды, L – теплота фазовых переходов.

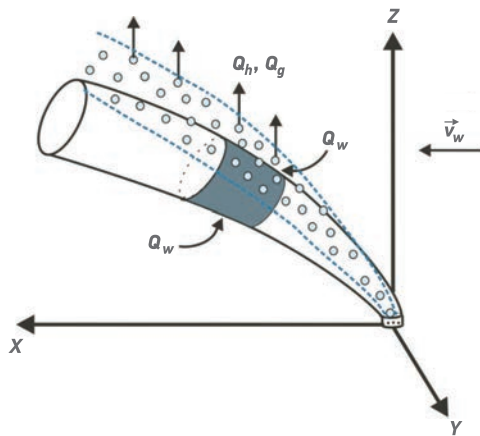


Рис. 1. Схема затопленной струи

Процесс вовлечения окружающей воды в струю описывается следующим уравнением:

$$Q_w = 2\pi b h \alpha \left| \vec{v} - v_w' \right|, \quad (9)$$

где v_w' – проекция скорости течения воды

$\vec{v}_w$ на направление $\vec{v}$; $\alpha = \sqrt{2} \left(0,057 + \right.$

$$\left. + \frac{0,554 \sin \varphi}{E^2 Fr^2} \right) \left(1 + 5 \frac{v_w'}{\left| \vec{v} - v_w' \right|} \right)^{-1} - \text{коэффициент}$$

вовлечения окружающей воды; $E = 2$ – эмпирический параметр; $Fr = \left| \vec{v} - v_w' \right| \cdot \left(g \frac{\rho_w - \rho}{\rho_w} b \right)^{-1/2}$ – число Фруда.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

В качестве начальных приняты следующие условия: радиус $R = 0,05$ м, начальный объемный расход соответственно нефти $Q_o^e = 0,35$ м³/с, газа $Q_g^e = 0,15$ м³/с, температура окружающей воды $T_w = 4$ °С, температура истечения смеси нефти и газа $T^e = 80$ °С, давление $p = 5$ МПа, плотность окружающей воды $\rho_w = 1030$ кг/м³, нефти $\rho_o = 650$ кг/м³, газа (метана) $\rho_g = 99,25$ кг/м³.

В результате численных расчетов получены зависимости температуры и объемного содержания компонентов КО струи от вертикальной координаты (рис. 2). На рис. 2, а линии 1 и 2 соответствуют случаям, когда образование гидратной оболочки на поверхности пузырьков лимитируется соответственно теплообменом с окружающей средой и диффузионным переносом газа через гидратную корку. Температура КО снижается за счет вовлечения окружающей воды с меньшей температурой. В случае, когда в струе образование гидратных оболочек на поверхности пузырьков лимитируется процессом теплообмена с окружающей средой, темп уменьшения температуры струи замедляется, что связано с интенсивным выделением тепла при образовании гидрата. Из рис. 2, б видно, что объемное содержание нефти и газа снижа-

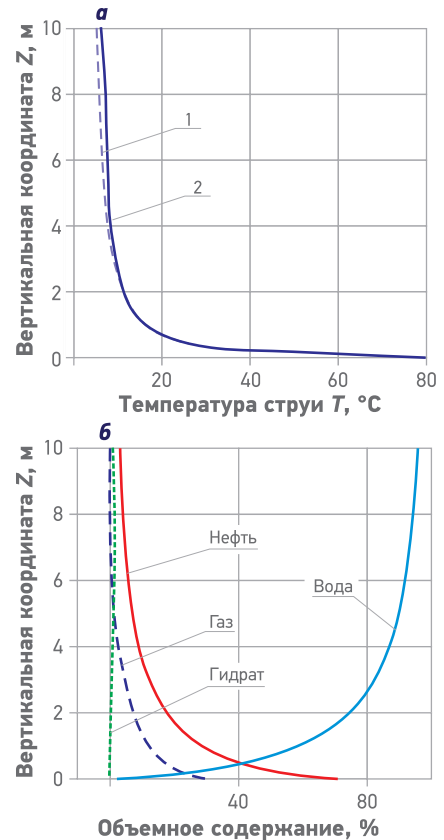


Рис. 2. Зависимость температуры КО струи (а) и объемного содержания компонентов (б) от вертикальной координаты Z

ется в связи с вовлечением окружающей воды, объемное содержание воды возрастает. Объемное содержание газового гидрата начинает увеличиваться с высоты 1,62 м (начинается гидратообразование) и постепенно уменьшается с 6,2 м (несмотря на то, что гидрат все еще образуется, вода вовлекается в КО интенсивнее).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате расчетов интегрированным Лагранжевым методом контрольного объема параметров затопленной струи получены зависимости для теплофизических характеристик многофазной затопленной струи, а также ее траектория. Таким образом, показана возможность прогнозирования дальнейшего распространения струи углеводородов с целью быстрой локализации и устранения разлива.

Список литературы

1. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. Модель затопленной струи с учетом двух предельных схем гидратообразования // Теплофизика и аэромеханика. – 2018. – Т. 25. – № 1. – С. 79–88.
2. Кильдибаева С.Р., Гималтдинов И.К. Теоретическая модель накопления углеводородов в куполе с учётом гидратообразования, лимитирующегося теплообменом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 2. – С. 167–174.
3. Yapa P. D., Dasanayaka L. K., Bandara U. C., Nakata K. A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater // Journal of hydraulic research. – 2010. – V. 48. – № 5. – P. 559–572.

Reference

1. Gimaltidinov I.K., Kil'dibaeva S.R., Model of a submerged jet accounting for two limiting schemes of hydrate formation (In Russ.), Teplofizika i aeromekhanika = Thermophysics and Aeromechanics, 2018, V. 25, no. 1, pp. 79–88.
2. Kil'dibaeva S.R., Gimaltidinov I.K., Theoretical model for hydrocarbon accumulation in a dome taking into account condensation, limited by heat transfer (In Russ.), Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2019, V. 330, no. 2, pp. 167–174.
3. Yapa P. D., Dasanayaka L. K., Bandara U. C., Nakata K., A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater, Journal of hydraulic research, 2010, V. 48, no. 5, pp. 559–572.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

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

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

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

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы 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 подписочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

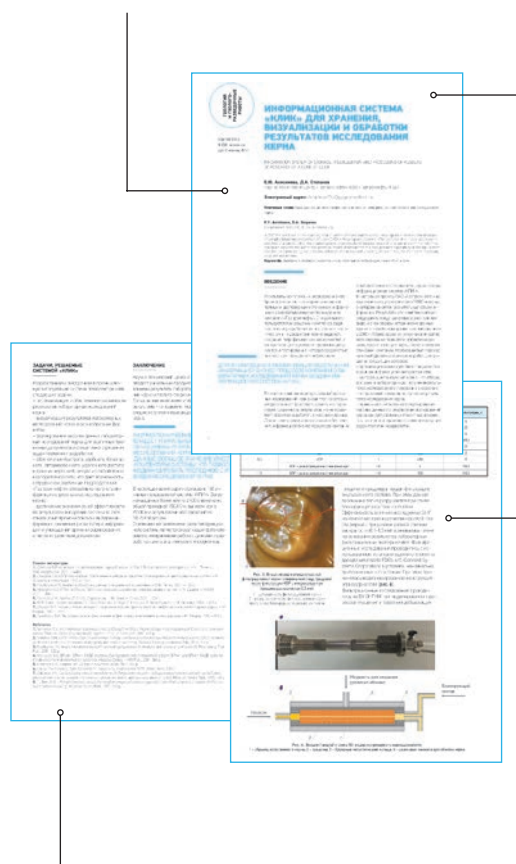
Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

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

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

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

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



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