

25 стр.	Модель притока к горизонтальной скважине с многостадийным разрывом пласта для расчета дебита сланцевого газа и нефти	39 стр.	Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ»	47 стр.	Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ
-------------------	---	-------------------	--	-------------------	--

Ресурсный потенциал «аномального» разреза
баженовской свиты в Ноябрьском регионе

стр. 12



Тектоническое районирование шельфа Восточно-Сибирского
и Чукотского морей на основании комплексной
интерпретации геолого-геофизических данных

стр. 53

СОЗДАВАЙ ИСТОРИЮ ВМЕСТЕ С НАМИ

«Газпром нефть» впервые в мире начала добывать нефть с ледостойкой платформы «Приразломная» на арктическом шельфе России. Мы реализуем сложнейший технологический проект, доказывающий, что добыча нефти в экстремальных условиях Арктики может быть безопасной и эффективной.



Реклама



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU/CAREER

4

Новости компании

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

12

Буторин А.В., Жигульский С.В., Асмандияров Р.Н.,
Онегов А.В., Виноходов М.А.

Ресурсный потенциал «аномального» разреза баженовской свиты в Ноябрьском регионе

Butorin A.V., Zhigulskiy S.V., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Vinohodov M.A.

Prospects of anomalous section of bazhenov formation in the Noyabrskiy region of Western Siberia

19

Клятышева Л.Р., Стремичев Е.В.

Особенности петротипизации терригенных отложений колганской толщи на Царичанском месторождении

Kliatysheva L.R., Stremichev E.V.

Kolgan terrigenous formation of Tsarichanskoe asset: features of lithological varieties



РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

25

Симонов М.В., Рощектаев А.П.

Модель притока к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта для расчета дебита сланцевого газа и нефти

Simonov M.V., Roschektaev A.P.

Multifractured horizontal well inflow model for shale gas and oil

31

Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Онегов А.В., Гусаров Е.Д.,
Андронов С.А., Ященко Г.Г., Жигульский С.В., Виноходов М.А.

Верификация остаточных извлекаемых запасов на месторождениях с низкой прогнозной выработкой

Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Gusalov E.D., Andronov S.A.,

Yashchenko G.G., Zhigulskiy S.V., Vinohodov M.A.

Verification of the residual movable reserves in the low production oil fields

39

Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Пустовских А.А., Шеремеев А.Ю.,
Зулькарниев Р.З., Колупаев Д.Ю., Чебыкин Н.В., Кириллов А.А.

Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ»

Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Pustovskikh A.A., Sheremeev A.Yu., Zulkarniev R.Z.,

Kolupaev D.Yu., Chebykin N.V., Kirillov A.A.

Preparation of well intervention programs using the Podbor GTM digital information system

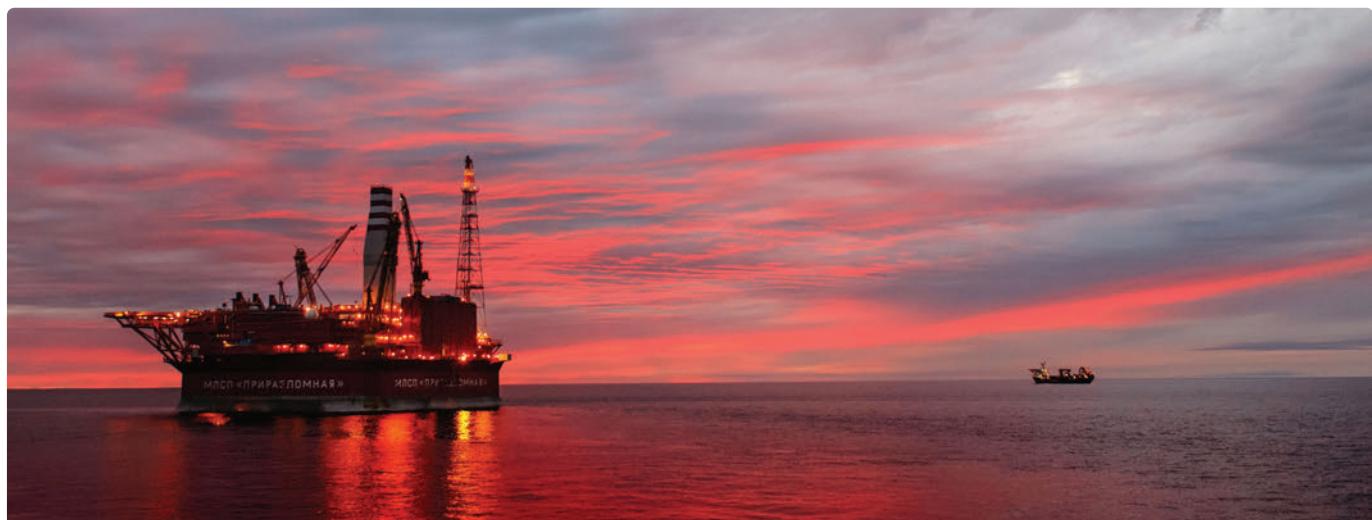
47

Главнов Н.Г., Дымочкина М.Г., Литвак Е.И., Вершинина М.В.

Потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологий смещающегося вытеснения на территории РФ

Glavnov N.G., Dymochkina M.G., Litvak E.I., Vershinina M.V.

Sources of carbon dioxide supply for EOR operations in Russia



ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

53

Заварзина Г.А., Шапабаева Д.С., Мурzin Р.Р.,
Захарова О.А., Колчанов Д.А.

**Тектоническое районирование шельфа
Восточно-Сибирского и Чукотского морей
на основании комплексной интерпретации
геолого-геофизических данных**

Zavarzina G.A., Shapabaeva D.S., Murzin R.R., Zakharova O.A.,
Kolchanov D.A.

Tectonic zonation of the East Siberian Sea and Chukchi Sea shelf based on integrated interpretation of geological & geophysical data

61

Зайкин Д.А., Крестьянцев А.Б.,
Таровик О.В., Топаж А.Г.

**Имитационная модель морской
транспортно-технологической системы
платформы «Приразломная»**

Zaykin D.A., Krestyantsev A.B., Tarovik O.V., Topaj A.G.

Simulation model of sea transportation system for Prirazlomnaya platform

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

69

**Туровин О.А., Огнев Е.Н., Кочнев А.Е.
Применимость ветро-солнечной энергетики
в качестве альтернативного источника
электроснабжения нефтяных
объектов компании**

Turovin O.A., Ognev E.N., Kochnev A.E.

Application of wind and solar energy as an alternative source
for power supply of Company's oilfield facilities

ПРОНЕФТЬ.
ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ
ПЕРИОДИЧЕСКИЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакция:

В.В. Яковлев – главный редактор
М.М. Хасанов – ответственный
редактор
Э.Р. Керимова – выпускающий редактор
Д.А. Ребров
Е.С. Ерохина

Адрес редакции:
190000, Россия, Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д

Тел.: +7 (812) 313–69–24
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru
ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru
www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции
запрещена.

При использовании материалов ссылка
на журнал «ПРОНЕФТЬ. Профессионально
о нефти» обязательна.

Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 03.05.2017.
Подписано в печать 08.06.2017
Формат 64x90, 1/8. Бумага мелованная
Печать офсетная. Тираж 999 экз.

Отпечатано в типографии «КЕМ»
129626, г. Москва, Графский пер., д. 9, стр. 2

Цена свободная.

© ПАО «Газпром нефть», 2017

© Дизайн, научное редактирование статей
и prepress ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО», 2017

115191, г. Москва, Б. Тульская ул., д. 10, стр. 9
www.oil-industry.ru

75

**Агафонова Н.В., Парфенов Д.В.
Качество сметной документации объектов
обустройства нефтегазовых месторождений**

Agafonova N.V., Parfenov D.V.

The quality of estimates of objects in oilfield

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВПЕРВЫЕ НА ЯМАЛЕ ПРОВЕЛА 20-СТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

«Газпромнефть-Ямал», дочерняя компания «Газпром нефти», успешно провела на Новопортовском месторождении 20-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП)* по «бесшаровой» технологии. Этот метод впервые применяется при освоении залежей углеводородов полуострова Ямал и основан на применении многоразовых сдвижных муфт, позволяющих открывать и закрывать отдельные порты ГРП. Такая конструкция позволяет в процессе дальнейшей эксплуатации скважины отсекать или отдельные трещины для предотвращения притока воды и газа, или все одновременно — для проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта.

Операцию многостадийного ГРП в двух скважинах Новопортовского месторождения осуществляли специалисты «Газпромнефть-Ямала» при поддержке экспертов Научно-технического центра «Газпром нефти». Стартовый суточный дебит одной из скважин составил 188 тонн нефти. Запуск второй скважины намечен на ближайшее время.

«Использование при строительстве и эксплуатации скважин самых современных технологий позволяет «Газпром нефти» вовлекать в разработку новые запасы углеводородов, а значит, повышать эффективность всего бизнеса. Успешное испытание новой технологии с использованием бесшаровой компоновки в юрских отложениях Новопортовского месторождения — очередное подтверждение открытости нашей компании к инновациям и еще один заметный шаг в развитии стратегически важного для нас актива», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■

Справка

* Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — способ интенсификации добычи нефти. Заключается в том, что под высоким давлением в пласт закачивается смесь жидкости и специального расклинивающего агента (проппанта). В процессе подачи смеси формируются высокопроводящие каналы (трещины ГРП), соединяющие ствол скважины и пласт и обеспечивающие приток нефти. При многостадийном ГРП (МГРП) в одном стволе горизонтальной скважины проводится несколько операций гидроразрыва. Таким образом обеспечивается многократное увеличение зоны охвата пласта одной скважиной.



Новопортовское — одно из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений ЯНАО. Извлекаемые запасы месторождения по категории C_1 и C_2 — более 250 млн тонн нефти и конденсата, а также более 320 млрд кубометров газа (с учетом палеозойских отложений). Расположено в юго-восточной части полуострова в ЯНАО (в 250 км к северу от г. Надым, в 30 км от побережья Обской губы).

В настоящее время нефть с месторождения до побережья доставляется по напорному нефтепроводу протяженностью более 100 км. Созданная на месторождении и на берегу Обской губы инфраструктура позволяет осуществлять перевалку до 8,5 млн тонн нефти в год. Круглогодичные отгрузки сырья обеспечивает нефтеналивной терминал «Ворота Арктики» — единственный в мире терминал, расположенный в пресных водах за Полярным кругом.

Новый сорт нефти, получивший название Novy Port, по своим свойствам относится к категории нефти средней плотности. При этом он содержит меньше серы (около 0,1), чем российская смесь Urals.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВВЕЛА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРИ НОВЫХ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАДРА В ИРАКЕ

«Газпром нефть Бадра», дочерняя компания «Газпром нефти», ввела в эксплуатацию три новых добывающих скважины (BD-2, P-14 и P-10) на месторождении Бадра в Ираке. Общий дебит трех скважин составляет 23 тыс. баррелей в сутки, объем суточной добычи нефти на месторождении достиг 77 тысяч баррелей. Все скважины эксплуатируются фонтанным способом.



В 2016 году на месторождении Бадра «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию четыре скважины общим дебитом 30,5 тыс. баррелей в сутки. В настоящее время идет освоение скважины P-19, которая была запущена в начале марта. Эта скважина глубиной 4945 м была пробурена за 216 дней, что является рекордным показателем для Бадры.

В соответствии с утвержденной программой развития месторождения «Газпром нефть» продолжает строительство нефтяной и газовой инфраструктуры. В настоящее время ведутся пусконаладочные работы на установке комплексной подготовки газа: осуществляется трубная обвязка, монтаж электрооборудования и автоматики. Первая очередь проекта будет введена в эксплуатацию во II квартале, вторая очередь – в III квартале 2017 года.

«Создание современного высокотехнологичного производства на месторождении Бадра является непрерывным условием эффективного освоения актива. В провинции Васит, благодаря тесному взаимодействию с местными властями и Правительством Республики Ирак, „Газпром нефть“ получила возможность реализовать проект комплексного развития территории, который включает не только объекты по добыче нефти, но также газовую и энергетическую инфраструктуру, востребованную в регионе. На месторождении Бадра оттачиваются передовые технологии бурения и добычи, наша компания приобретает бесценный опыт взаимодействия с подрядчиками, которые являются признанными лидерами мировой нефтегазовой индустрии», – сказал глава Дирекции по крупным проектам «Газпром нефти» Денис Сугаипов. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И МФТИ В РАМКАХ ГОСПРОГРАММЫ СОЗДАЛИ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ

В рамках федеральной целевой программы по исследованию баженовской свиты «Газпром нефть», Инжиниринговый Центр МФТИ (в статусе лидера проекта) и другие партнеры технологического консорциума разработали ряд новых технологий и подходов для промышленного освоения нетрадиционных запасов баженовской свиты, считающихся аналогом сланцевой нефти. Среди результатов самого масштабного в отрасли исследования баженовского комплекса – инструменты для региональной оценки перспективных участков баженовской свиты, рекомендации по применению новых методов разработки ее запасов, а также уникальный ИТ-комплекс, созданный для оптимизации технологии многостадийного гидроразрыва пласта в условиях объектов с нетрадиционными запасами.

Комплексное исследование пород баженовской свиты, включая оценку характеристик залежей углеводородов и перспективных технологий их разработки, проводил консорциум ведущих российских вузов и Научно-технического центра «Газпром нефти». С октября 2014 до конца 2016 года было изучено более 330 метров образцов извлеченной породы с глубины до 3 тыс. метров из 15 скважин, расположенных на семи месторождениях в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. На этом материале проведено свыше 2 тысяч лабораторных измерений и экспериментов, по итогам которых получено девять патентов и свидетельств на программное обеспечение.

Специалистами проектного консорциума была выполнена общая оценка территории географического распределения баженовской свиты и определены наиболее важные участки для исследований, выработаны рекомендации по отбору образцов породы, методика их изучения.

Баженовская свита – горизонт горных пород, выявленных в центральной части Западной Сибири на глубинах 2–3 тыс. метров. По оптимистичным оценкам геологов ресурсы нефти в пластах баженовской свиты только на территории Западной Сибири могут достигать 100–170 млрд тонн. Залежи распространены на площади около 1 млн км², при этом имеют толщину – от 10 до 100 м.



Разработка нетрадиционных запасов, в том числе баженовской свиты — одна из стратегических задач «Газпром нефти». В рамках принятой в компании Технологической стратегии «Газпром нефть» создает и адаптирует новые технологии для повышения эффективности работы с нетрадиционными запасами. В составе консорциума Научно-технический центр «Газпром нефти» участвует в федеральной программе по исследованию баженовской свиты.

Работа консорциума велась по трем крупным направлениям. Основная задача первого — формирование методических рекомендаций по исследованию баженовской свиты. В итоге впервые в России создан подход к подсчету запасов и оценке ресурсов бажена, разработана технология экспресс-исследований физических свойств баженовской свиты.

Второй подпроект нацелен на разработку инструментов для оптимизации технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), при помощи которого ведется освоение бажена, и создание специальных жидкостей-реагентов для интенсификации добычи нефти. В результате работы консорциума появился первый и пока единственный в мире ИТ-продукт, разработанный непосредственно для моделирования трещин ГРП в баженовских отложениях.

В рамках третьего направления изучались и отрабатывались альтернативные ГРП технологии разработки баженовской свиты. Была подтверждена возможность генерации нефти из керогена баженовской свиты, также выявлена зависимость состава этой нефти от температуры и длительности теплового воздействия. Так, экспериментально обоснована оптимальная температура 300–350 °С для добычи максимального объема сырья (ранее она оценивалась приблизительно в 600 °С).

Несмотря на завершение федеральной программы, сотрудничество партнеров консорциума предполагается продолжить по нескольким направлениям. ■

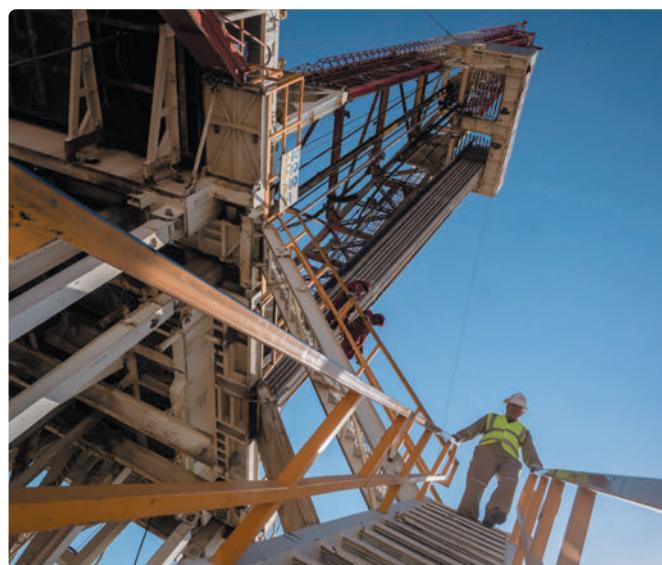
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ДОБЫЛА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАДРА В ИРАКЕ 5,5 МЛН ТОНН НЕФТИ

«Газпром нефть Бадра», дочерняя компания «Газпром нефти», добыла 5,5 млн тонн нефти на месторождении Бадра в Ираке. Благодаря применению новейших технологий добычи и транспортировки, этот результат был достигнут немногим более чем за два с половиной года коммерческой эксплуатации.

В 2017 году на месторождении были введены в эксплуатацию четыре скважины суммарным дебитом 27 тыс. баррелей в сутки. С их запуском число добывающих скважин на месторождении достигло 14, а общий суточный объем добычи нефти увеличился до 80 тыс. баррелей. Все скважины эксплуатируются фонтанным способом.

В соответствии с программой развития месторождения «Газпром нефть» продолжает строительство нефтяной и газовой инфраструктуры. В настоящее время ведутся пусконаладочные работы на установке комплексной подготовки газа: производится трубная обвязка, монтаж электрооборудования и автоматики. Первая очередь проекта будет введена в эксплуатацию во II квартале, вторая очередь — в III квартале 2017 года.

«Проект Бадра развивается по плану, и мы видим, что инфраструктурные возможности для увеличения нефтедобычи уже созданы. Бадра — первый зарубежный проект „Газпром нефти“ и один из наших наиболее успешных крупных проектов. Инфраструктура месторождения продолжает расти, сейчас она уже представляет собой крупный производственный комплекс, уникальный для региона», — сказал глава дирекции по крупным проектам «Газпром нефти» Денис Сугаипов. ■



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ПРОБУРИЛА ПЕРВУЮ МНОГОЗАБОЙНУЮ СКВАЖИНУ ПО ТЕХНОЛОГИИ «РЫБЬЯ КОСТЬ» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

На платформе «Приразломная», единственном проекте на российском арктическом шельфе, где ведется промышленная добыча нефти, пробурили и ввели в эксплуатацию первую многозабойную скважину с множественными горизонтальными ответвлениями «рыбья кость» (fishbone). Выбранная траектория стволов позволяет существенно увеличить охват нефтенасыщенных участков пласта. Новая скважина стала четвертой нагнетательной на «Приразломной», в настоящее время на платформе введены в эксплуатацию одиннадцать скважин: шесть добывающих, четыре нагнетательных и одна поглощающая.



Тип многозабойной скважины с траекторией «рыбья кость» не требует строительства отдельной скважины на каждый горизонтальный ствол, в результате уменьшается объем производственных работ и расходов на бурение. Каждое горизонтальное ответвление, направленное в отдельный нефтяной участок, увеличивает приемистость скважины и площадь дренирования.

Согласно квалификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) новая скважина на российском арктическом шельфе относится к первому уровню сложности строительства многостволовых скважин, поскольку срезка и бурение боковых ответвлений проводились из открытого ствола. Процесс бурения многозабойных скважин с траекторией «рыбья кость» более трудоемкий по сравнению с бурением традиционных горизонтальных, поскольку конечные ответвления и основной ствол имеют более высокий индекс сложности скважин (DDI).

«В результате слаженной работы команды „Газпром нефть шельфа“ дополнительные горизонтальные стволы были пробурены за один рейс, при этом на пять дней раньше запланированного срока. Для развития уникального российского проекта на арктическом шельфе используются самые современные технологии – эффективные и безопасные», – сказал заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефти» Андрей Патрушев. ■

ПРОЕКТ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПО ИЗУЧЕНИЮ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПОЛУЧИЛ СТАТУС НАЦИОНАЛЬНОГО

Министерство энергетики РФ одобрило заявку «Газпром нефти» и присвоило статус национального проекту «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В рамках национального проекта планируется разработать и внедрить технологии поиска перспективных нефтегазоносных баженовских отложений на основе отечественных методик проведения сейсмо-, магнито-, гравиразведки и специализированных исследований керна, а также технологии геологогидродинамического моделирования пластов.



Кроме того, в ходе реализации национального проекта планируется создать российские технологии строительства горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), оптимизированные для горно-геологических условий баженовской свиты, а также способы вовлечения в разработку запасов легкой нефти из пород сланцевой формации за счет термохимических методов воздействия. В случае успешного внедрения всех созданных технологий, согласно утвержденной в «Газпром нефти» стратегии развития ресурсной базы по нетрадиционным источникам углеводородов, целевой уровень добычи «Газпром нефти» из залежей баженовской свиты в 2025 году может составить около 2,5 млн тонн в год.

Основные исследовательские работы в рамках национального проекта будут выполнены до 2021 года. 2022–2025 годы станут периодом промышленного внедрения технологий и их тиражирования на внутренний и внешний рынки. Системную отработку и испытание новых отечественных технологий предполагается проводить на базе «Центра разработки технологий добычи ТРИЗ», который «Газпром нефть» создает на территории Ханты-Мансийского автономного округа вместе с администрацией ХМАО-Югры.

«В рамках собственной Технологической стратегии „Газпром нефть“ исследует возможность вовлечения в промышленную разработку нетрадиционных запасов, крупнейшим источником которых на территории России считается баженовская свита. Мы ведем последовательный поиск наиболее эффективных методов работы с этой категорией углеводородов. Национальный проект по изучению баженовской свиты, объединив технологический и научный потенциал „Газпром нефти“, ведущих исследовательских центров, сервисных компаний и производителей оборудования, позволит создать технологии точной локализации запасов, оптимизации бурения, а также изучить эффективность термохимических методов воздействия на пласт. Благодаря реализации запланированных проектов мы планируем перевести баженовскую нефть в разряд запасов, готовых к промышленной разработке, что станет новым импульсом для развития всей российской нефтегазовой отрасли», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ДОБЫЛА НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 5-МИЛЛИОННУЮ ТОННУ НЕФТИ

Накопленная добыча нефти на Новопортовском месторождении достигла 5 млн тонн. «Газпромнефть-Ямал», дочернее предприятие «Газпром нефти», отгрузило юбилейную тонну сырья на танкер «Штурман Альбанов». Круглогодичную транспортировку нефти Новопортовского месторождения обеспечивает отгрузочный терминал «Ворота Арктики» – единственный в мире, расположенный в пресных водах за Полярным кругом.

С начала транспортировки нефти Новопортовского месторождения по Северному морскому пути было отгружено 196 танкеров, поставки сырья через терминал «Ворота Арктики» с мая 2016 года составили 4 млн тонн. Транспорт нефти обеспечивают многофункциональные ледокольные суда, а также танкеры ледового класса Arc7, спроектированные и построенные специально для работы в мелководной акватории Обской губы.

Возможность вывоза нефти Новопортовского месторождения по Северному морскому пути «Газпром нефть» подтвердила весной 2011 года: для этого был организован опытный рейс атомного ледокола «Вайгач» из порта Сабетта (северо-восток полуострова Ямал) до Мыса Каменного. Первая летняя отгрузка нефти Новопортовского месторождения на танкер состоялась в августе 2014 года, в феврале 2015 года – первая зимняя морская отгрузка. 25 мая 2016 года был введен в промышленную эксплуатацию нефтеналивной терминал «Ворота Арктики», способный круглогодично отгружать до 8,5 млн тонн сырья.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на полуострове Ямал. В настоящее время на месторождении эксплуатируется 85 скважин дебитом от 50 до 1100 тонн нефти в сутки, в том числе в 2017 году было завершено строительство 19 скважин суммарным дебитом 5163 тонн нефти в сутки. ■



Видеть больше

Впервые в России Научно-Технический Центр «Газпром нефти» внедрил в производственный процесс алгоритм **Спектральной декомпозиции с RGB-смешиванием*** с уникальным подходом к генерации цифровых карт, пригодных как для анализа статистическими методами, так и для загрузки в стороннее ПО.

Новый подход позволяет:

- Автоматизировать процесс интерпретации данных и выявления перспективных участков
- Создавать когнитивную основу для формирования геологической концепции пласта
- Эффективно планировать бурение и разработку сложных объектов



РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ «АНОМАЛЬНОГО» РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В НОЯБРЬСКОМ РЕГИОНЕ

А.В. Буторин, С.В. Жигульский, Р.Н. Асмандияров, А.В. Онегов

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

М.А. Виноходов (Филиал «Газпромнефть-Муравленко»

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адрес для связи: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: аномальный разрез баженовской свиты (АРБ), сейсморазведка, Ноябрьский регион

Prospects of anomalous section of bazhenov formation in the Noyabrskiy region of Western Siberia

A.V. Butorin, S.V. Zhigulskiy, R.N. Asmandiyarov, A.V. Onegov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg),
M.A. Vinohodov (Gazpromneft Muravlenko, RF, Muravlenko)

The article considers the supposes of generation the "abnormal" section of the Bazhenov formation (ASB) and extended ideas about the formation of such objects on the territory of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (YNAO), in particular the Noybr'skiy region. As a result of comprehensive analysis of the available material, mapped development of ASB, made an assessment of their resource potential and substantiation of the genesis of a specified geological objects.

Keywords: abnormal section of bazhenov formation, seismic, Noyabrskiy region

Введение

Каждый геологический объект является уникальным в своем роде, его исключительность может быть связана как с природными условиями формирования, так и с подходом к его разработке и добыче углеводородов. Особый интерес исследователей на территории Западной Сибири вызывает высокоуглеродистая баженовская свита, распространенная практически на всей территории Западно-Сибирской плиты. Вопрос о ресурсном потенциале свиты до сих пор остается дискуссионным, изменчивость в оценках запасов достаточно высока, так как отсутствует однозначное представление о происхождении и условиях формирования свиты, что обусловлено сложным геологическим строением объекта. Большой интерес представляют зоны «аномального» разреза баженовской свиты (АРБ). Особенность их строения заключается в наличии плотных аргиллитов, расслаивающихся песчаными линзовидными телами, проницаемость которых в несколько раз выше проницаемости вмещающей толщи. Такой объект является одновременно и нефтепродуцирующей толщиной, и коллектором с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Основная цель исследования – изучение и картирование аномальных разрезов баженовской свиты в Ноябрьском регионе по сейсмическим и скважинным данным.

Модели формирования АРБ

Механизм формирования АРБ в настоящее время является широко обсуждаемым в научных кругах, существует множество гипотез, в которых предпринята попытка объяснить условия образования АРБ. Среди основных можно выделить две группы гипотез.

В первой группе гипотез отрицается связь формирования зон АРБ с накоплением неокомского комплекса, этот процесс объясняется несколькими возможными факторами:

- образованием субвертикальных зон деструкции горных пород и последующим гидротермальным метаморфизмом;

- развитием диапировых образований;

- грязевым вулканизмом;

- врезами и свалами;

- юрскими подводно-оползневыми дислокациями.

Согласно второй группе гипотез АРБ имеет генетическую связь с формированием неокомского кли-

ноформного комплекса, выделяется несколько основных моделей:

– подводно-оползневая: АРБ рассматривается как результат деятельности более поздних оползней, внедряющихся в еще не литифицированные отложения баженовской свиты;

– седиментологическая: предполагается переслаивание глинистых и песчаных отложений в периоды трансгрессий и регрессий;

– палеостровов: песчаные прослои рассматриваются как одновозрастные с вмещающими баженовскими породами; основной фактор формирования песчаников – пульсационные течения, приносящие более крупнозернистый материал.

Многие исследователи принимают подводно-оползневую концепцию в качестве основной, отмечая также влияние турбидитных потоков. При этом различное сочетание оползневых и турбидитных процессов приводит к многообразию типов разреза АРБ в Западной Сибири [1].

Сделано предположение, что в период низкого стояния уровня моря и высокой скорости поступления обломочного материала во время формирования ачимовских отложений существенное влияние имели штормовые явления. Происходил снос большой массы терригенного материала со склоновой части, подвергая деформации подстилающие отложения баженовской свиты и вовлекая их в седиментационный поток. Далее в более спокойной обстановке осадконакопления откладывались тонкодисперсные отложения баженовской свиты. В соответствии с высказанным предположением АРБ и вклинившиеся ачимовские отложения представляют собой единое оползневое тело, в образовании которого важную роль играли также турбидитовые потоки (их деятельность можно объяснить дальнейшее осаждение из взвеси глинистого материала) [2].

В пределах Ноябрьского региона рассматривалась подводно-оползневая модель образования АРБ: значительное влияние палеотектонических сил на формирование песчаных ловушек углеводородов в нефтепродуцирующих аргиллитах баженовской свиты. Диагностика таких разрезов выполнена при комплексном изучении сейсмических данных и кернового материала.

Региональное развитие АРБ в пределах Ноябрьской зоны

Региональному распространению АРБ посвящено значительное число публикаций, однако в большинстве из них рассматривается территория Ханты-

Мансийского автономного округа (ХМАО) [3]. Целью настоящего исследования является расширение представлений о распространении АРБ в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), в частности Ноябрьского региона.

Область исследования ограничена зоной присутствия ПАО «Газпром нефть» в Ноябрьском регионе. Рассматриваемый район занимает площадь около 180 000 км² и включает 22 действующих месторождения, а также 4 лицензионных участка, не вовлеченных в промышленную эксплуатацию. Основными объектами разработки в данном регионе традиционно являются неокомские пласти, а также отложения васюганской свиты. Высокая степень изученности активов как бурением, так и геофизическими методами (в первую очередь сейсморазведкой МОГТ 3D) позволяет детально изучить геологическое строение региона.

Для решения основной практической задачи исследования – оконтуривания областей развития АРБ – использованы все имеющиеся результаты сейсморазведки, полученные на изучаемой территории. В едином проекте увязаны и проанализированы данные профильной площадной съемки (более 1500 профилей 2D сейсморазведки и около 20 000 км² площадных исследований МОГТ 3D).

Полученная сейсмическая информация использовалась для выделения в структуре баженовской свиты аномальных участков, что позволило подробно закартировать целевые объекты в пределах Ноябрьского региона (рис. 1). Восточная часть изучаемой площади характеризуется полным отсутствием участков АРБ в разрезе. По мере продвижения на запад, в районе западной части Вынгапуровского месторождения, появляется локальный участок аномального разреза баженовской свиты, при этом необходимо отметить, что на остальной площади восточной части подобные объекты не встречаются.

При дальнейшем смещении в западном направлении частота встречаемости АРБ возрастает. Наблюдается также увеличение площади аномалий с востока на запад. Так, в районе Вынгапуровского месторождения площадь зоны АРБ составляет около 7 км², в то время как наибольшая площадь аномалии в западной части превышает 300 км² и охватывает значительную по протяженности область. В дополнение можно отметить, что наблюдаемые аномальные участки образуют зоны, вытянутые в субмеридиональном направлении, которые согласуются с выклиниванием неокомских ком-

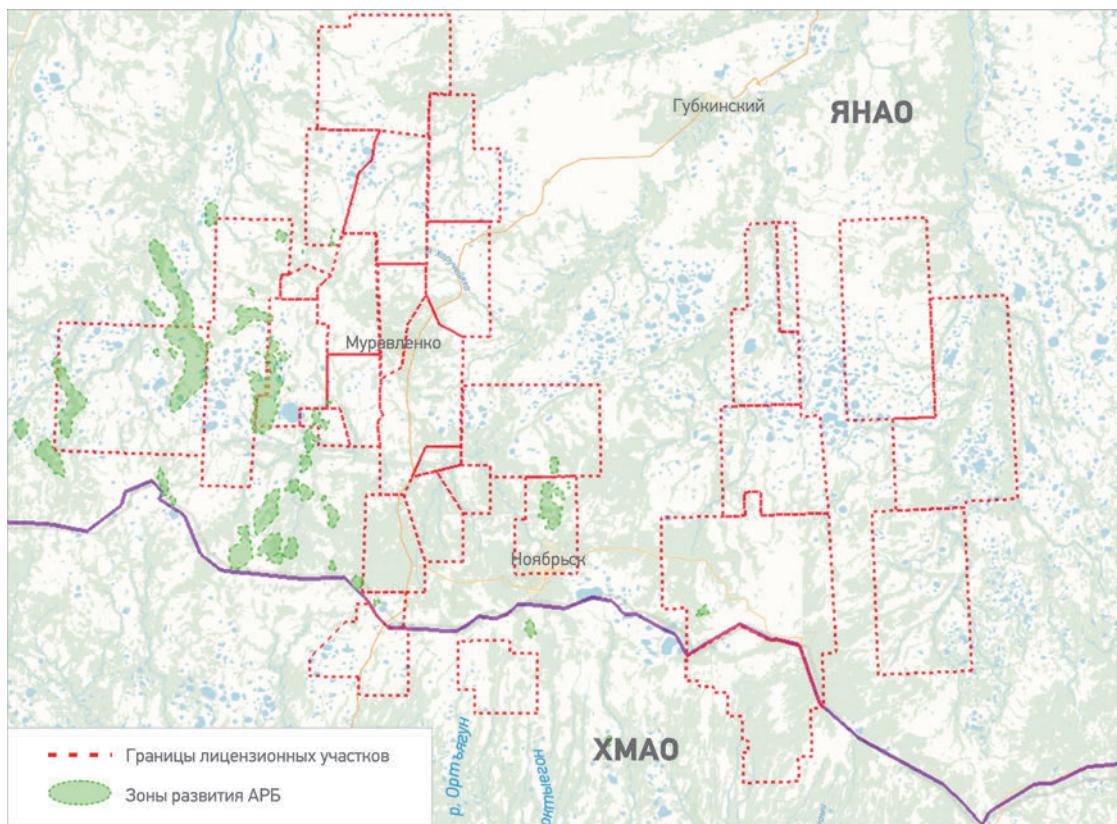


Рис. 1. Распространение участков АРБ в пределах Ноябрьского региона

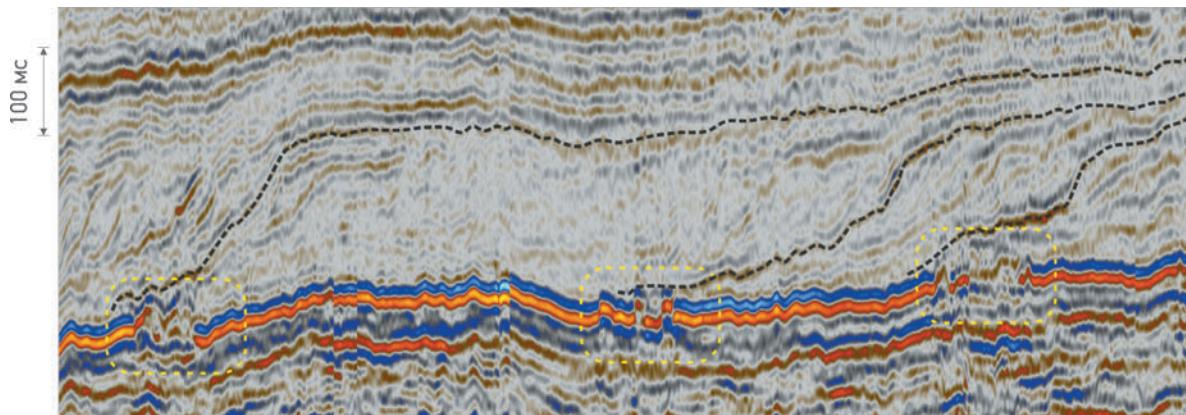


Рис. 2. Чередование зон АРБ (выделены желтыми штриховыми линиями) в местах выклинивания крупных клиноформных комплексов

плексов (рис. 2). Данная закономерность косвенно свидетельствует в пользу подводно-оползневого генезиса АРБ в регионе. Прослеживание субмеридиональных зон развития АРБ в данном случае ограничено имеющимися площадными данными сейсморазведки. Выделение подобных объектов по региональным профилям невозможно, так как часто качество профилей оказывается недостаточным для решения подобной задачи.

Наблюдаемые аномальные разрезы баженовской свиты могут быть отнесены к типу «внедрение» по классификации, описанной в работе [4]. Их характер-

ной особенностью является непосредственная связь с зонами выклинивания крупных клиноформных комплексов. Практически во всех случаях можно проследить отражающий горизонт (ОГ), соответствующий кровле клиноформы до ее сближения с баженовской свитой, где наблюдается развитие аномального разреза. При этом часто происходит значительное «задирание» ОГ, отвечающего баженовской свите, что может свидетельствовать о внедрении ачимовских пластов либо последующем отложении взмученных глинистых осадков поверх песчаных комплексов ачимовской толщи (рис. 3). Указанная закономерность в раз-

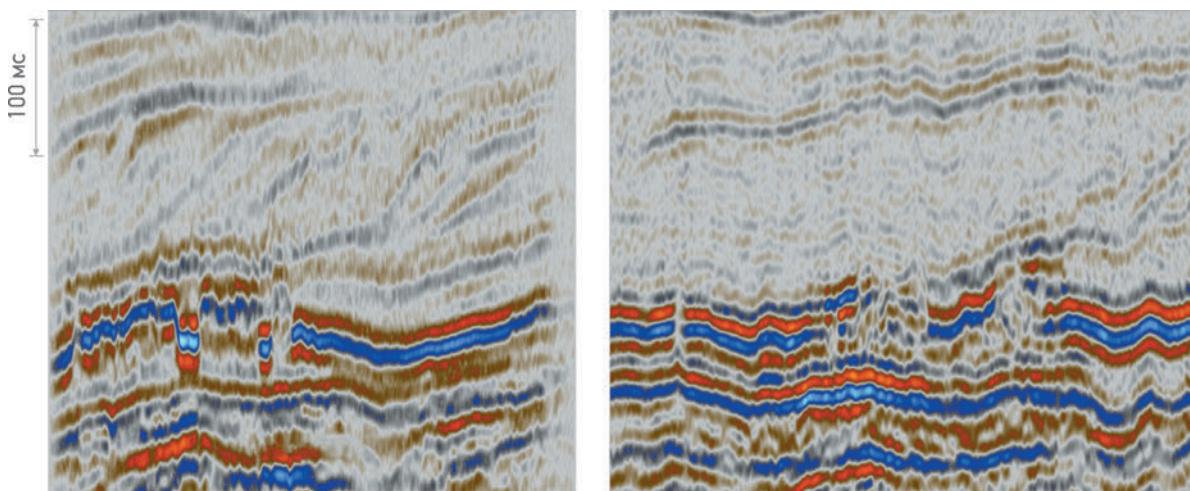


Рис. 3. Примеры строения АРБ в пределах Ноябрьского региона

мещении наблюдаемых аномальных разрезов позволяет предположить приуроченность данных геологических объектов к подводно-оползневым процессам.

В случае локального проявления АРБ связь с оползневыми процессами не столь наглядна – аномальные участки характеризуются резкими границами, а также локальной изометричной формой, в некоторых случаях образуют приподнятые блоки. Подобные объекты некоторыми исследователями объясняются действием тектонических процессов. Однако анализ данных по Ноябрьскому региону свидетельствует о невозможности использования тектонической концепции в изучаемой зоне. Главным аргументом при этом является отсутствие смещения ОГ выше и ниже области развития АРБ. Наблюдаемые слабые изменения осей синфазности объясняются влиянием неоднородной зоны на фронты падающих и восходящих волн, в этом случае низкележащие ОГ будут частично наследовать сложную форму отражения на разрезах во временном масштабе. ОГ, залегающие под неоднородностью, наследуют сложную геометрию, что может приводить к ошибочной интерпретации тектонического строения.

Оползневая зона выражается также в появлении большого числа дифрагирующих объектов, т.е. геометрических и акустических неоднородностей разреза, что приводит к значительному усложнению состава волнового поля. Наличие локальных дифракторов может приводить к повышенному фону шумовой компоненты и появлению дополнительных помех на разрезах, которые ошибочно могут интерпретироваться как наличие разрывных нарушений.

Дополнительным аргументом в пользу подводно-оползневого генезиса АРБ является строение баженовской свиты на Самбургском месторождении.

Несмотря на то, что данное месторождение выходит за рамки настоящего исследования, строение аномалии в этом районе является показательным. Зона АРБ на Самбургском месторождении приурочена к северо-восточной части сейсмической съемки и проявляется в виде зоны потери корреляции баженовского ОГ с формированием сложной многоблоковой структуры. В плане данная область образует структуру, характерную для оползневых форм, что подтверждается исследованиями современных оползней Северного моря, описанными в работе [5] (рис. 4).

Сравнение АРБ в плане на Самбургском месторождении с данными исследований современных оползневых структур позволяет установить их схожее строение, что является дополнительным аргументом в пользу подводно-оползневого генезиса АРБ. Дополнительная особенность зон АРБ – их связь с крупными нефтяными залежами в перекрывающей неокомской части. Большие участки аномального разреза сопряжены с такими месторождениями, как Сугмутское и Романовское, находящимися восточнее областей развития АРБ. Подобная закономерность может служить поисковым признаком при оценке потенциала нефтегазоносности малоизученных областей Ноябрьского региона.

Таким образом, исследование разреза баженовской свиты Ноябрьской зоны позволяет установить значительное распространение АРБ в западной части. Суммарная площадь аномалий составляет более 1200 км², что с учетом их перспективности с точки зрения наличия углеводородов дает возможность расширить нефтегазоносный потенциал региона. Вместе с тем подробное изучение множества примеров АРБ на активах ПАО «Газпром нефть» позволяет предположить под-

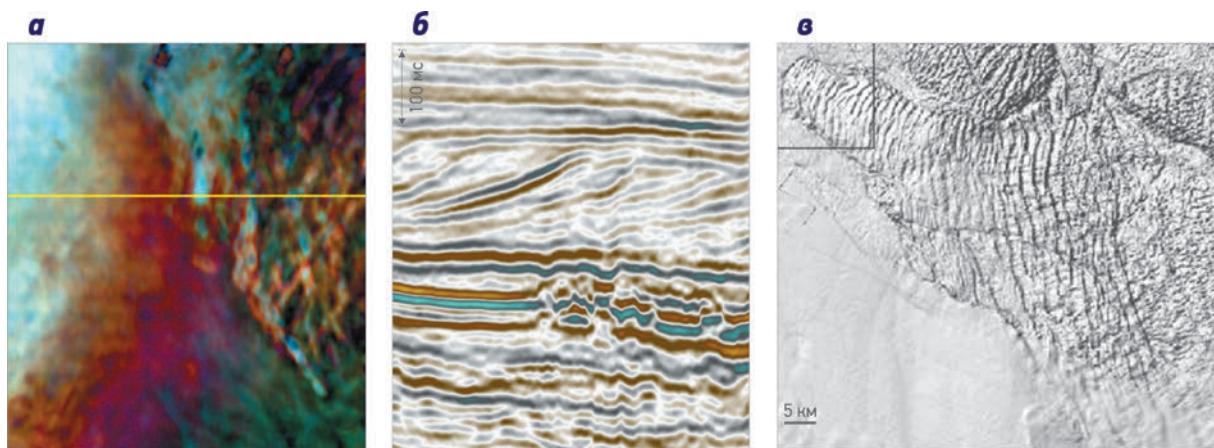


Рис. 4. Строение АРБ на Самбургском месторождении [5]:
 а – карта по поверхности Б; б – разрез через зону развития аномалии;
 в – результаты картирования современного оползня

водно-оползневый механизм формирования данных объектов в Ноябрьском регионе, о чем свидетельствуют следующие факторы:

- формирование субмеридиональных зон проявления АРБ;
- связь АРБ с областями выклинивания клиноформных комплексов;
- отсутствие проявленной тектоники в местах формирования АРБ;
- оползневый тип АРБ на Самбургском месторождении;
- накопленная информация по опубликованным исследованиям (спорово-пыльцевые анализы, керновые данные и др.) [1, 2, 6, 7].

Причины локального распространения подобных объектов могут быть связаны как с климатическими особенностями (штормовые явления), так и с возможными закономерностями в изменении уровня моря (резкие понижения с увеличением выноса осадочного материала). Обнаруженные объекты, несмотря на многолетнюю добычу углеводородов в Ноябрьском регионе, в настоящее время характеризуются слабой изученностью скважинными исследованиями, что затрудняет корректную оценку перспектив АРБ, а также анализ возможных причин их генезиса. По рассматриваемому региону имеются результаты испытаний скважин, а также керновый материал только на Пякутинском участке, расположенному в западной части.

Пякутинский участок

Пякутинский лицензионный участок включает два месторождения – Пякутинское и Мало-Пякутинское, которые на сегодняшний день не разрабатываются и являются слабоизученными как бурением, так и сейс-

моразведкой. Основные перспективы месторождений связаны с ачимовскими отложениями, однако на площади имеются скважины с положительными результатами испытаний АРБ, что послужило причиной их более детального рассмотрения в рамках исследования. Площадь участка составляет около 2000 км², плотность профильных сейсмических исследований не превышает 0,1 км/км².

В пределах рассматриваемой зоны наблюдаются развитие двух крупных областей АРБ, а также серия локальных проявлений, закартированных по профильным данным. Наблюдаемые аномалии можно условно разделить на восточную и западную, различающиеся структурой отображения в волновом поле.

Восточная аномалия в разрезе баженовской свиты сопряжена с выклиниванием клиноформного комплекса БС₉ с соседнего Сугмутского месторождения. В волновом поле зона развития АРБ выражается в резком изменении положения ОГ, соответствующего кровле баженовской свиты, при этом определение ширины аномалии затруднено. Подобная морфология разреза в некоторых случаях может быть проинтерпретирована как тектоническое нарушение, однако отсутствие смещений выше и ниже баженовского горизонта, а также удаленность от основных разломных зон района не позволяют рассматривать подобную модель (рис. 5).

Примечательна низкая продуктивность АРБ восточного участка: по результатам испытания в одной скважине получен непромышленный приток нефти. Необходимо отметить, что рассматриваемая область АРБ непосредственно связана с комплексом БС₉, который является продуктивным на Сугмутском место-

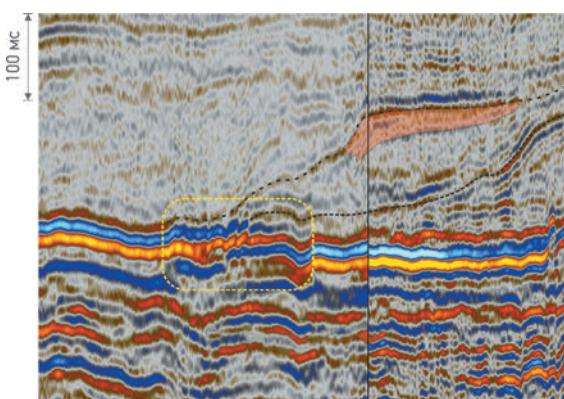


Рис. 5. Строение АРБ западной зоны Пякутинского лицензионного участка (заливкой показано положение Сугмутского месторождения)

рождении. Таким образом, наличие АРБ может быть дополнительным фактором формирования крупных залежей в неокомском интервале. В этом случае при возможной миграции углеводородов из АРБ в связанную с ним часть клиноформы сам аномальный разрез может характеризоваться отсутствием залежей.

Западная аномалия Пякутинского участка также имеет значительную площадь распространения, определенную по сейсмическим профилям. На сейсмических разрезах изучаемая аномалия проявляется в виде резкого прерывания отражающегося горизонта Б (рис. 6), при этом в волновом поле фиксируется область хаотического сигнала, что свидетельствует о

сложной внутренней структуре объекта. Тектонические нарушения в данном случае на сейсмических разрезах также не наблюдаются, но происходит практически полное исчезновение отражающего горизонта Б в местах развития аномалий. При этом появление АРБ связано с выклиниванием крупного клиноформного цикла. Все приведенные выше факты позволяют оценить подводно-оползневую модель формирования АРБ как наиболее вероятную.

На описанной восточной аномалии испытания скважин дали положительные результаты, в то же время значительных залежей в неокомской части разреза не наблюдается. Подобная закономерность может свидетельствовать о возможных с точки зрения поисков нефти и газа перспективах АРБ восточной части Пякутинского участка.

По фактическим данным бурения на Пякутинском лицензионном участке АРБ вскрыт только некоторыми скважинами.

По результатам акустического и радиоактивного каротажей в баженовской свите выделяются интервалы разуплотненных пород (пористость – 25-30 %) с увеличенным удельным электрическим сопротивлением, что, очевидно, связано с их битуминозностью. Данные, полученные по одной из скважин, позволили установить трехкратное увеличение толщины баженовской свиты в области аномального разреза. При этом отмечено значительное увеличение расчлененности, обусловленное с переслаива-

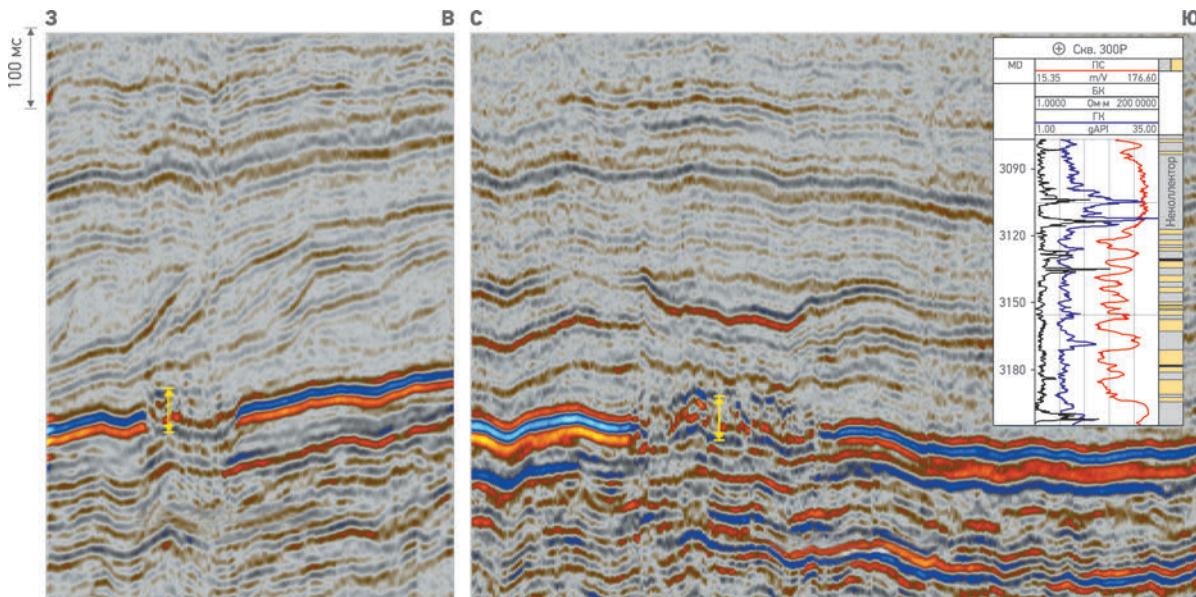


Рис. 6. Строение восточной зоны АРБ в пределах Пякутинского месторождения (желтой стрелкой показано положение скв. 300Р) и геофизический разрез по рассматриваемой скважине

нием песчано-глинистых отложений. В скв. 300Р после перфорации интервала 3113–3118 м (подошва баженовской свиты) получен приток безводной нефти, свидетельствующей о перспективности освоения такого резервуара.

Картирование залежей и оценка нефтеносности АРБ достаточно затруднены в пределах Ноябрьского региона. Это обусловлено отсутствием исследований керна и ограниченным числом испытаний скважин.

Заключение

Выполненная интерпретация геолого-геофизической информации по Ноябрьскому региону дает возможность установить значительное развитие АРБ в западной части площади.

Участки АРБ представляют собой песчаные пласти, внедренные в нефтематеринскую породу, что

определяет их потенциальную перспективность с точки зрения добычи углеводородов. В пределах региона были детально закартированы участки аномальных разрезов, общая площадь которых составила более 1200 км².

Морфология выявленных аномалий, их сочетание с вышележащими комплексами, а также тектоническое строение районов развития позволяют предположить, что подводно-оползневая концепция наиболее предпочтительная.

В ходе исследования выполнено не только сравнение существующих гипотез образования АРБ в пределах Ноябрьского региона, но и обоснование генезиса такого сложного геологического объекта, что в дальнейшем будет способствовать корректному проектированию поисково-оценочных работ.

Список литературы

1. Бордюг М.А., Гаврилов С.С., Скачек К.Г. Новый подход к созданию моделей геологического строения ачимовско-баженовского комплекса широтного приобья в зонах развития АРБ//Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 4. – С. 63-68.
2. Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С. Особенности строения и формирования аномального разреза баженовской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения//Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 32-40.
3. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования нефтиклинальных ловушек и залежей УВ: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Тюмень, 2004. – 36 с.
4. Закревский К.Е., Насонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. – Тверь: ГЕРС, 2012. – 80 с.
5. Færseth R.B., Sætersmoen B.H. Geometry of a major slump structure in the Storegga slide region offshore western Norway//Norwegian Journal of Geology. – V. 88. – P. 1-11.
6. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири//Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. – С. 7-17.
7. Кузовкова В.Ю. Особенности генезиса и распределения аномального разреза баженовской свиты Западно-Сибирской плиты//Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 3 (42). – С. 82-88.

Reference

1. Bordyug M.A., Gavrilov S.S., Skachek K.G., *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2010, no. 4, pp. 63-68.
2. Bordyug M.A., Slavkin V.S., Gavrilov S.S., *Peculiarities of structure and formation of anomalous section of Bazhenov suite with reference to North-Konitlorskoye field* (In Russ.), *Geologiya nefti i gaza = The journal Oil and Gas Geology*, 2010, no. 1, pp. 32-40.
3. Nezhdanov A.A., *Seismogeologicheskiy analiz neftegazozonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neftiklinal'nykh lovushek i zalezhey UV* (Seismogeological analysis of oil and gas bearing deposits in Western Siberia for the prediction and mapping of oil-trap traps and hydrocarbon deposits): thesis of doctor of geological and mineralogical science, Tyumen', 2004, 36 p.
4. Zakrevskiy K.E., Nassonova N.V., *Geologicheskoe modelirovaniye klinoform neokoma Zapadnoy Sibiri* (Geologic modeling of the West Siberian Neocomian clinoforms), Tver': GERS Publ., 2012, 80 p.
5. Færseth R.B., Sætersmoen B.H., *Geometry of a major slump structure in the Storegga slide region offshore western Norway*, Norwegian Journal of Geology, 2008, V. 88, pp. 1-11.
6. Bembel' S.R., Tseplyaeva A.I., *Geological structure and some features of formation anomalous cuts of the Bazhenov Formation in Western Siberia* (In Russ.), *Vestnik Permskogo nauchnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoje delo = Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 10, pp. 7- 17.
7. Kuzovkova V.Yu., *Features of genesis and distribution of the anomalous section of the Bazhenov Formation of the West Siberian Plate* (In Russ.), *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 2011, no. 3(42), pp. 82-88.

ОСОБЕННОСТИ ПЕТРОТИПИЗАЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЛГАНСКОЙ ТОЛЩИ НА ЦАРИЧАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л.Р. Клятышева, Е.В. Стремичев

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

Адрес для связи: Klyatysheva.LR@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), колганская толща, пласт Дкт, петрофизическая модель, поровое пространство

Kolgan terrigenous formation of Tsarichanskoe asset: features of lithological varieties

L.R. Klyatysheva, E.V. Stremichev (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

A standard data interpretation approach of well log survey for Kolgan terrigenous formation allows significant uncertainties on permeability-porosity forecasting to appear. Thus, the rock physics model and rock type definition should be corrected.

Keywords: reservoir properties, Kolgan formation, Dkt layer, rock physics model, pore volume

Введение

Успешный поиск и целенаправленная разработка месторождений углеводородов зависят от достоверности геолого-геофизической информации, основным источником которой являются данные анализа керна и геофизических исследований скважин (ГИС).

На Царичанском месторождении в результаты интерпретации методов ГИС вносят неопределенность следующие факторы: высокая минерализация пластовых вод, сложный полиминеральный состав пород, неоднородная структура порового пространства, аномальная радиоактивность пород, высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали.

Существующая неопределенность результатов интерпретации данных ГИС в сложных терригенных отложениях колганской толщи Царичанского месторождения обуславливает необходимость поиска эффективного инструмента и методического подхода для петрофизического моделирования свойств коллекторов.

Колганская толща сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками, сформирована в результате размыва Соль-Илецкого выступа и перемещения разрушенных пород в северном направ-

лении в конце франского – начале фаменского периодов. По данным анализа керна породы-коллекторы пласта Дкт имеют ухудшенные коллекторские свойства. Песчаники представлены кварцем (77 %), полевыми шпатами (17 %), обломками пород (4 %) и слюдами (2 %).

Как правило, неоднородность горных пород в значительной степени связана с процессом формирования осадков, в ходе которого в породе образуется поровое пространство и определяются ФЕС. Безусловно, ФЕС пород подвергаются затем вторичным изменениям, однако для терригенных отложений они незначимы.

Основной задачей данной работы является петротипизация отложений пласта Дкт, а также уточнение методики интерпретации данных ГИС.

Петрофизическая характеристика пород пласта Дкт

Детальный анализ результатов петрофизических исследований керна показывает, что породы, обладающие идентичным объемом порового пространства, характеризуются различными фильтрационными свойствами. На рис. 1 представлена зависимость коэффициента проницаемости $k_{\text{пп}}$ от коэффи-

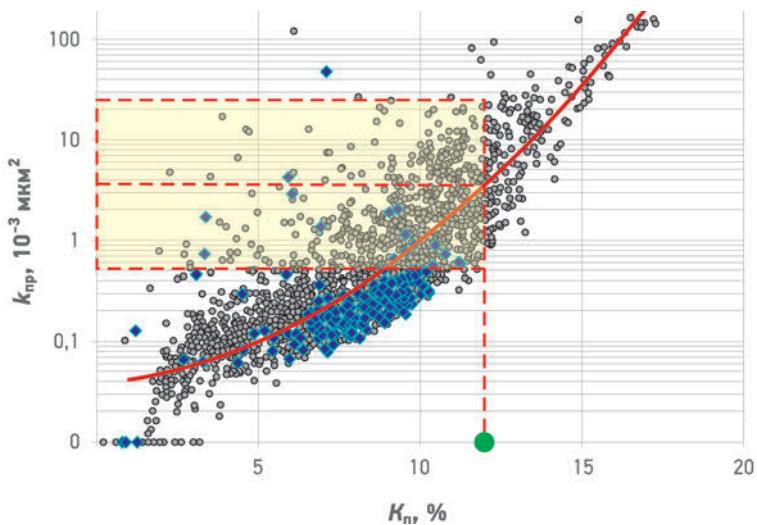


Рис. 1. Зависимость коэффициента абсолютной газопроницаемости $k_{\text{пр}}$ от коэффициента пористости $K_{\text{п}}$, построенная по результатам исследований керна пласта Дкт (синие точки соответствуют данным, полученным по скв. 111)

циента пористости $K_{\text{п}}$, построенная для терригенных отложений пласта Дкт колганской толщи Царичанского месторождения. Из рис. 1 видно, что при одинаковых значениях пористости проницаемость может различаться на два порядка и более. В таком случае прогнозирование коэффициента проницаемости по пористости будет иметь значительные неопределенности. Графическое несоответствие значений проницаемости, рассчитанных по данным ГИС, и экспериментальных данных, полученных по керну, показано на рис. 2.

Таким образом, использование установленной зависимости $k_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ привело к завышению прогнозируемой проницаемости в некоторых интервалах.

При более детальном анализе взаимосвязи проницаемости и пористости выясни-

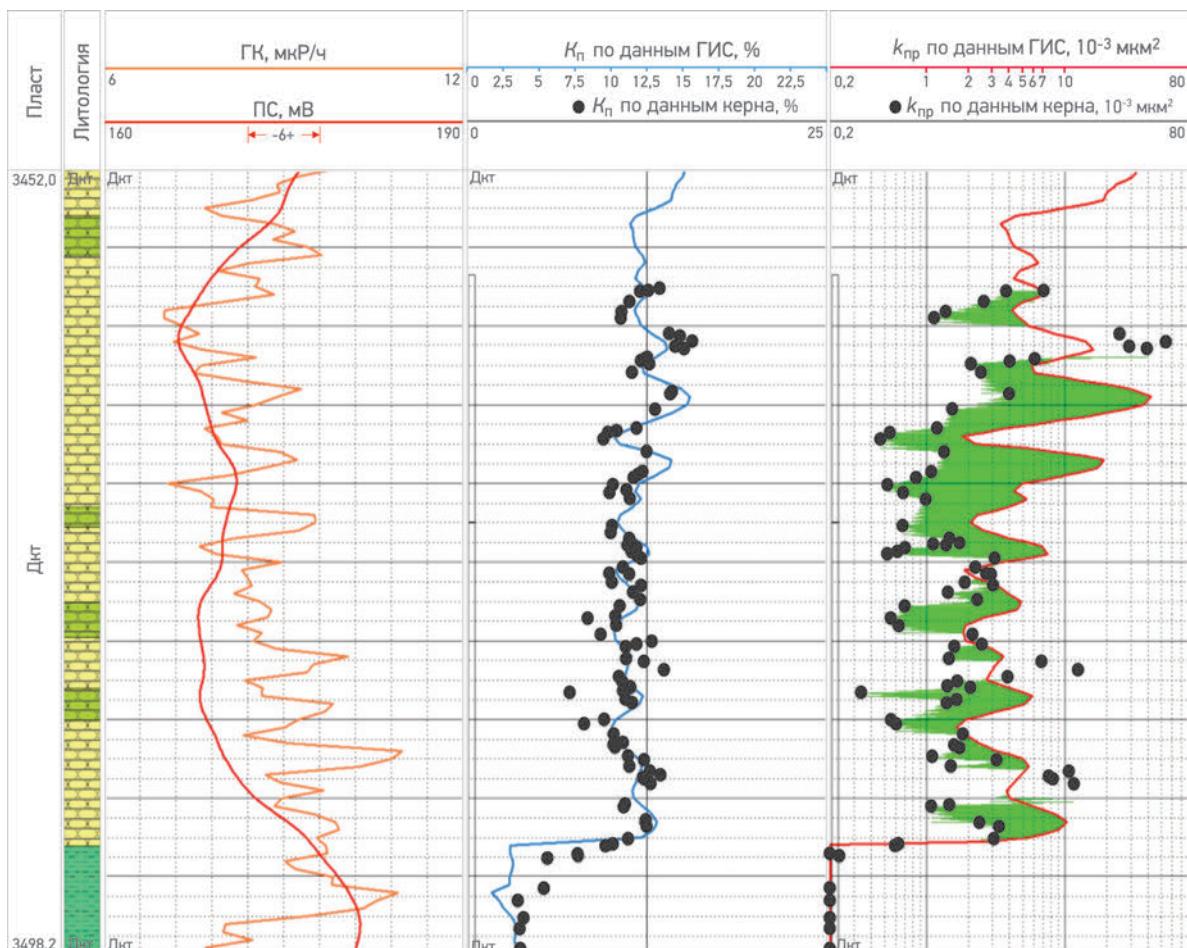


Рис. 2. Сопоставление коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости, определенных по результатам ГИС, с данными анализа керна

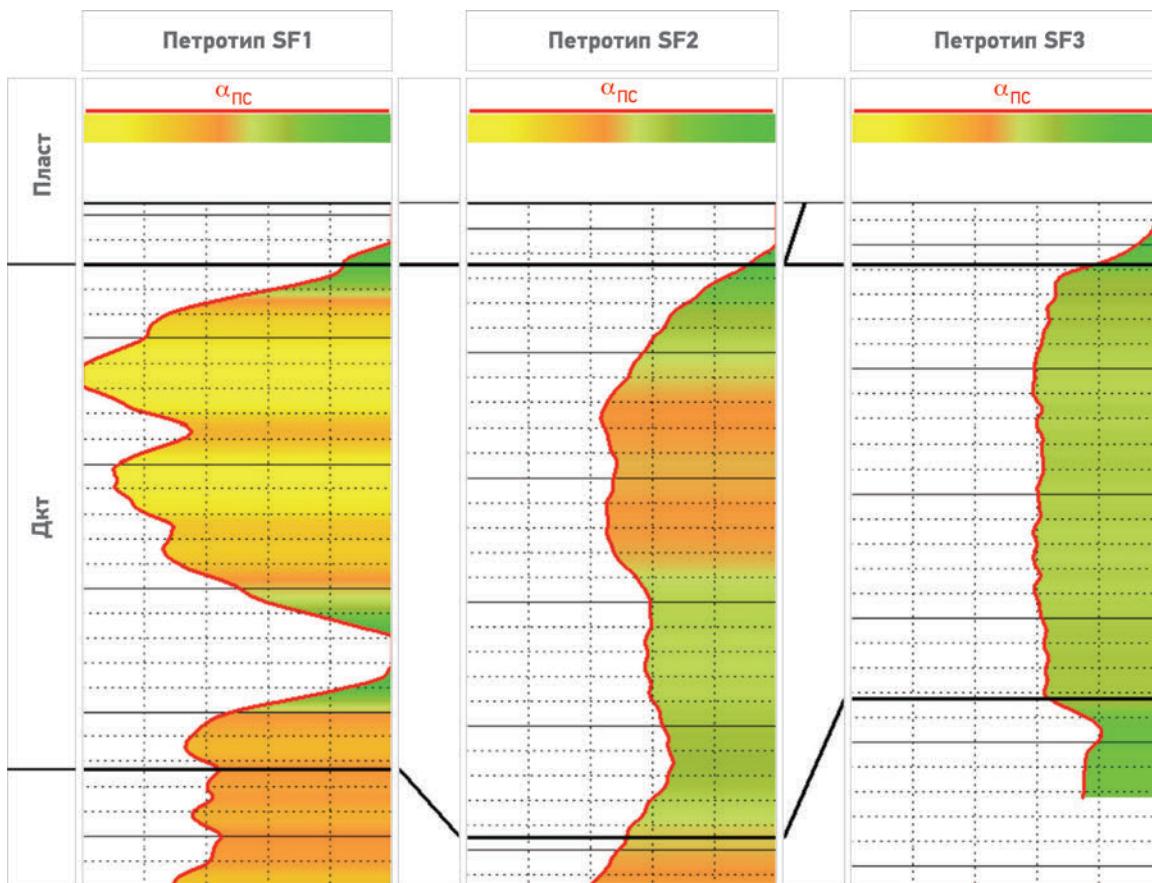


Рис. 3. Примеры конфигурации кривой ПС при исследовании пласта Дкт для трех петротипов

лось, что породы из разреза некоторых скважин не соответствуют обобщенной зависимости $k_{\text{пр}} = (K_p)$ и локализуются местами на обобщенном «облаке точек». Чаще всего это связано с тем, что скважина вскрыла отложения с особенностями характеристиками (текстурно-структурными). Следовательно, отложения различны по структуре порового пространства и ФЕС. Эти различия непосредственно связаны с условиями осадконакопления изучаемых отложений.

Петротипизация терригенных отложений пласта Дкт

Выделить различные петрофизические типы (петротипы) пород можно по определенному набору геофизических параметров. Широко применяемая методика фациальной интерпретации по результатам ГИС разработана В.С. Муромцевым [1]. В данной статье определяющим признаком для установления петротипа была выбрана конфигурация кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), представляющая собой электрометриче-

скую характеристику отложений. Форма кривых ПС для имеющихся петротипов приведена на рис. 3. В результате анализа полученных данных выбраны три наиболее характерные конфигурации кривой – модели петротипов. Петротипу SF1 соответствуют значения $\alpha_{\text{ПС}}$, изменяющиеся от 0,7 до 1, кривая имеет зубчатую форму; петротипу SF2 – значения $\alpha_{\text{ПС}}$ от 0,33 до 0,6, кривая волнистая; петротипу SF3 – значения $\alpha_{\text{ПС}}$ от 0,36 до 0,4, кривая волнистая слабодифференцированная.

Дальнейшее сопоставление данных лабораторных исследований керна со значениями $\alpha_{\text{ПС}}$ трех выбранных моделей позволило выделить три основных петротипа, каждому из которых соответствуют определенный диапазон значений ФЕС, и, следовательно, индивидуальная корреляционная связь коэффициентов пористости и проницаемости (рис. 4). В соответствии с указанным для петротипа SF1 характерны отложения с хорошими коллекторскими свойствами, для петротипов SF2 и SF3 – с ухудшенными.

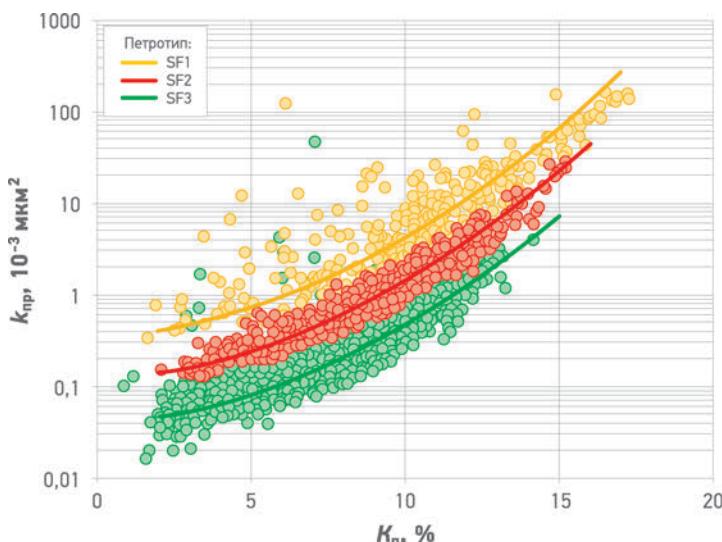


Рис. 4. Корреляционная связь коэффициента пористости K_p и абсолютной газопроницаемости k_{pr} для пород различных петротипов

Уточнение петрофизической модели пласта Дкт

Достоверная оценка закономерности распространения ФЕС как по разрезу, так и по площади распространения изучаемого пласта является основной задачей петрофизического моделирования.

Следовательно, для коллекторов пласта Дкт необходимо использовать нестандартные математические модели при петрофизическом обосновании интерпретации данных ГИС. Уточняющим фактором может и должен быть параметр, отражающий структурные особенности пород.

Для уточнения петрофизической модели была использована концепция связанности порового пространства [2], в которой учитывается влияние на ФЕС пород размера пор, формы и упаковки зерен, извилистости поровых каналов и др. Данная концепция успешно применяется при петрофациальном моделировании ФЕС пород на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

Настройка алгоритмов петрофизической модели по выбранной концепции выполнена в программном модуле SFactor (С.Е. Французов, Е.О. Беляков). В основу данной концепции заложены обобщенные выражения для моделей абсолютной газопроницаемости [3]

$$k_{pr} = \exp(A \cdot K_p^F - S_F) \quad (1)$$

и остаточной водонасыщенности

$$K_{bo} = \frac{B}{(k_{pr} + C)^D}, \quad (2)$$

где A, B, C, D, F – константы, подбираемые для конкретных отложений; S_F – параметр связанности, отражающий увеличение доли геометрически изолированных для движения флюида пор, каверн, трещин, капилляров при усложнении структурных характеристик порового пространства.

На основе выбранного алгоритма петрофизического моделирования были определены коэффициенты, входящие в уравнения (1), (2) обобщенных моделей ФЕС пород.

Таким образом, для каждого петротипа с учетом параметра S_F характеризующего структуру порового пространства пород, определена зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. Коэффициенты, входящие в уравнения (1), (2) обобщенных моделей ФЕС (1), (2) для трех петротипов, представлены в таблице. Из нее видно, что каждый коэффициент имеет одинаковое значение для всех петротипов в отличие от параметра S_F , который характеризует неоднородность структуры порового пространства пород.

Петротип	A	B	C	D	F	S_F
SF1	0,033	21	0,013	0,2	1,87	1
SF2	0,033	21	0,013	0,2	1,87	2,1
SF3	0,033	21	0,013	0,2	1,87	3,2

Полученные зависимости k_{pr} от K_p позволили уточнить k_{pr} , определяемый по данным ГИС (рис. 5).

В рамках данной работы выделенные петротипы не сопоставлялись с литофацами. Однако выполненная петротипизация позволяет проследить зону распространения улучшенных коллекторов пласта Дкт в пределах Царичанского месторождения.

Кроме того, в процессе реализации настройки петрофизической модели при неизменных значениях коэффициента пористости была установлена достаточно тесная связь показателя связанности порового пространства S_F , рассчитанного по данным анализа керна, с относительным параметром α_{pc} (рис. 6).

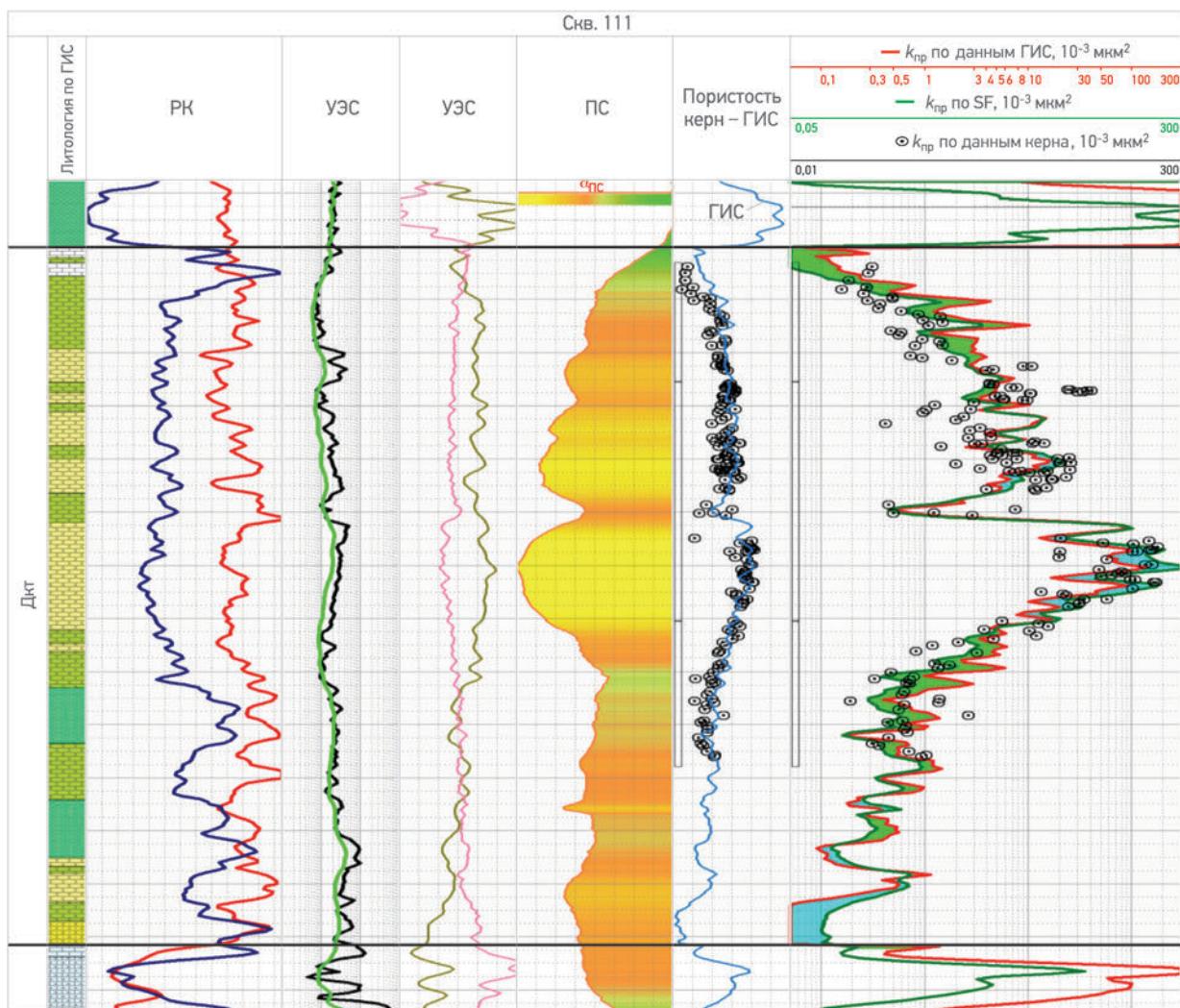


Рис. 5. Сопоставление коэффициента проницаемости, определенного по керну, с рассчитанным по данным ГИС и уточненным при петротипизации (РК – радиоактивный каротаж, УЭС – удельное электрическое сопротивление)

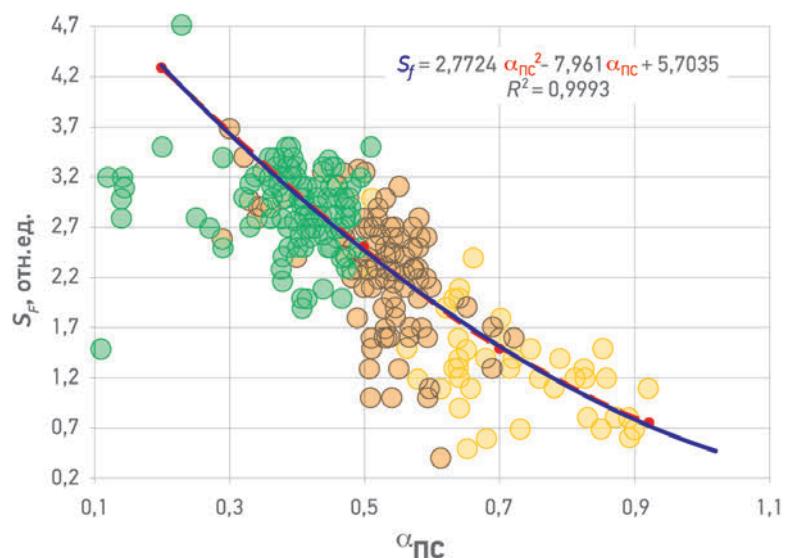


Рис. 6. Сопоставление относительно параметра α_{nc} с показателем связанности порового пространства S_F

Выводы

1. Терригенные отложения пласта Дкт отличаются сложным полиминеральным составом пород, неоднородной структурой порового пространства, аномальной радиоактивностью, высокой изменчивостью ФЕС, что характеризует их как сложный объект.

2. Проведенное на основе концепции связанности порового пространства уточнение петрофизической модели для отложений пласта Дкт в дальнейшем может стать основой для уточнения распространения зоны коллекторов, что особенно важно при планировании разработки месторождения.

Список литературы

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
2. Вероятностная модель распределения флюидонасыщенности как основа уточнения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств пород/Е.О. Беляков, С.Е. Французов, Ш.В. Мухидинов [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 48-50.
3. Беляков Е. О., Мухидинов Ш. В. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности//В сб. Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы / Сост. Б.Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – 383 с.

Reference

1. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Lenin-grad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
2. Belyakov E.O., Frantsuzov S.E., Mukhidinov Sh.V. et al., *Probabilistic model of the distribution of rocks pore space fluid saturation as a base of specification of petrophysical models of reservoir properties* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 12, pp. 48-50.
3. Belyakov E.O., Mukhidinov Sh.V., *Ispol'zovanie oboobshchennykh zavisimostey dlya postroeniya petrofizicheskikh modeley fil'tratsionno-emkostnykh svoystv s otsenkoj granichnykh parametrov vydeleniya kollektorov i opredeleniya ikh kharaktera nasyshchennosti* (Using the generalized relationships for constructing petrophysical models of reservoir properties estimation of reservoir boundary parameters and determine their nature saturation), Collected papers “Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy” (Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects), Moscow: Publ. of EAGE Geomodel', 2015, 383 p.

МОДЕЛЬ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ДЛЯ РАСЧЕТА ДЕБИТА СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И НЕФТИ

М.В. Симонов, А.П. Рошектаев, к.ф.-м.н.

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

Адрес для связи: Simonov.MV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, трещиноватые коллекторы, гидродинамические исследования скважин, десорбция газа

Multifractured horizontal well inflow model for shale gas and oil

M.V. Simonov, A.P. Roschektaev (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

The work refers to construction a mathematical model of the flow of oil and gas fluids to the multifractured in fractured low-permeability formations. Series of numerical experiments were done based on the proposed model. The obtained results allowed to identify the flow regimes characterizing properties of the fractured reservoir. The developed model can be used to well testing in fractured reservoirs.

Keywords: multistage hydraulic fracturing, fractured reservoir, well tests, gas desorption

Введение

В последние десятилетия особенный интерес вызывают исследования эксплуатационных характеристик горизонтальных скважин (ГС) после проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в низкопроницаемых нефтегазовых коллекторах. В настоящее время опубликовано значительное число работ, предлагающих различные модели притока к ГС с МГРП [1–3]. В большинстве предложенных моделей не учитывается образование дополнительной сети трещин, формирующейся за счет активации естественной трещиноватости пласта при проведении операций ГРП.

Кроме отсутствия моделей, качественно описывающих работу ГС с МГРП в трещиноватых коллекторах, следует отметить сложность определения характеристик трещиноватого коллектора с помощью проведения экспериментальных исследований. Для определения характеристик пластов используют методы гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [4]. Однако для определения свойств коллектора, на который пробурена ГС с МГРП, установившаяся методика ГДИС отсутствует.

Следует отметить работу [5], посвященную построению композиционной модели пласта после проведения МГРП в ГС. В данной работе рассмотрены физическая и математическая модели притока к ГС с МГРП. Предложена численная схема реализации математической модели методом конечных элементов, и, что особенно важно, выполнены анализ и интерпретация режимов течения к ГС с МГРП в трещиноватом коллекторе. Результаты анализа представлены при работе скважины с постоянным давлением или постоянным дебитом скважины. Выделение характерных режимов позволяет определить свойства трещиноватого коллектора, таким образом решается обратная задача. Однако следует отметить, что авторами работы [5] не учитывалось изменение дебита в трещинах ГРП при работе скважины с постоянным давлением. Данное допущение приводит к нарушению физики процесса течения в трещинах ГРП.

Бурение ГС с МГРП активно применяется при добыче не только нефти, но и газа, в частности, сланцевого. Для моделирования притока газа к ГС с МГРП соотношения уравнения, представленные в работе [5], не изменяются. Однако при добыче сланцевого

газа важно учитывать добычу адсорбированного газа из пор матрицы [6–8]. В работе [6] предложена математическая модель, описывающая течение газа на основе гидродинамического симулятора SIMED II. В данной статье представлено уравнение, описывающее течение газа из адсорбирующих пор в неадсорбирующие (поры матрицы). Авторами было показано влияние учета адсорбированного газа в матрице на общую добычу газа в скважине.

Использование математических моделей, представленных в работах [5, 6], учет недостатков, отмеченных ранее (учет изменения дебита в трещинах ГРП, возможность десорбции газа из пор матрицы), позволили построить корректную математическую модель притока к ГС с МГРП и реализовать ее в виде программного комплекса.

Физическая модель

Модель пласта представляет собой совокупность трех областей: искусственной трещины, затронутая ГРП (Stimulated Reservoir Volume, SRV) [9], не затронутая ГРП (рис. 1). Искусственные трещины распространены вдоль ствола скважины и имеют одинаковые длину и проницаемость. Область, затронутая ГРП – это открытые и связанные природные трещины. Она состоит из матрицы и микротрещин с различной проницаемостью. Проницаемость матрицы мала по сравнению с проницаемостью микротрещин, течение жидкости между ними определяется разностью давлений между матрицей и микротрещинами. Не затронутая ГРП область обладает теми же характеристиками, что и матрица.

Другими важными допущениями являются следующие:

- работа скважины моделируется при постоянном забойном давлении или при постоянном дебите скважины;



Рис. 1. Физическая модель пласта с ГС с МГРП

- течение – изотермическое;
- сила тяжести не учитывается.

Математическая модель

Течение в области трещин ГРП подчиняется закону Дарси

$$\begin{cases} \phi_f C_f \frac{\partial p_f}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{k_f}{\mu} \nabla p_f \right) = q_f \delta(M - M') \\ p_f(x, y, z; t=0) = p_i \\ p_f(x, y, z; t) = p_s(x, y, z; t) \quad (x, y, z) \in \partial \Omega_f \end{cases}, \quad (1)$$

где ϕ_f – пористость области искусственной трещины; C_f – полная сжимаемость области искусственной трещины, атм⁻¹ (10 МПа⁻¹); p_f – давление в области искусственной трещины, атм (0,1 МПа); k_f – проницаемость области искусственной трещины, мД (10⁻³ мкм²); μ – вязкость флюидов, Па·с; q_f – дебит в области искусственной трещины, м³/сут; δ – дельта-функция, равная 1 при $M=M'$ и 0 во всех остальных случаях; M – текущая координата; M' – положение скважины; p_i – начальное давление, атм (0,1 МПа); p_s – давление области микротрещин, атм (0,1 МПа); Ω_f – граница области искусственной трещины, м.

Для области, затронутой ГРП, вводится модель двойной пористости с учетом адсорбции газа в матрице. Течение жидкости в области микротрещин подчиняется закону Дарси

$$\begin{cases} \phi_s C_s \frac{\partial p_s}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{k_s}{\mu} \nabla p_s \right) - \frac{\alpha k_m}{\mu} (p_m - p_s) = q_s \delta(M - M') \\ \phi_m C_m \frac{\partial p_m}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{k_m}{\mu} \nabla p_m \right) - \frac{\alpha k_m}{\mu} (p_m - p_s) + \\ + \beta \frac{V \varphi_m}{\tau_m} (p_m - p_s) y_m = 0 \\ p_m(x, y, z; t=0) = p_s(x, y, z; t=0) = p_i \\ p_s(x, y, z; t) = p_f(x, y, z; t) \quad (x, y, z) \in \partial \Omega_{in} \cap \partial \Omega_f \end{cases}, \quad (2)$$

где ϕ_s, ϕ_m – пористость соответственно в области микротрещин и матрицы; k_s, k_m – проницаемость соответственно в области микротрещин и матрицы, мД (10⁻³ мкм²); p_m – давление в матрице, атм (0,1 МПа); C_p – полная сжимаемость области искусственной трещины, атм⁻¹ (10 МПа⁻¹); q_s – дебит, в области микро-

трещин, м³/сут; α – межпоровый коэффициент течения из матрицы в микротрещины; β – диффузионный коэффициент течения, ($\beta = 1$ при $\rho_m > \rho_s$ и $\beta = 0$ при $\rho_m < \rho_s$); τ_m – постоянная времени диффузии, сут; V – объем матрицы, м³; ρ_m – плотность газа в матрице, кг/м³; ρ_s – плотность газа в микротрещинах, кг/м³; y_m – удельная масса адсорбированного газа по отношению ко всему газу в матрице; Ω_{in} – граница области, затронутой ГРП, м.

Уравнение для матрицы области, не затронутой ГРП, будет идентично уравнению для матрицы области, затронутой ГРП.

$$\begin{cases} \varphi_m C_m \frac{\partial p_m}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{k_m}{\mu} \nabla p_m \right) + \beta \frac{V \varphi_m}{\tau_m} (\rho_m - \rho_s) y_m = 0 \\ p_m(x, y, z; t=0) = p_i \\ \frac{\partial k_m}{\mu} \nabla p_m = 0 \quad (x, y, z) \in \partial \Omega_{out} \end{cases}, \quad (3)$$

где Ω_{out} – внешняя граница пласта, м.

Параметры системы уравнений (1–3) приводятся к безразмерным величинам для дальнейшей численной реализации предложенной модели.

Численная реализация

Предложенную математическую модель можно реализовать различными численными методами (ко-нечно-разностными, конечных элементов, граничных элементов и др.) [10]. В данной работе выбран метод конечных разностей как наиболее простой для интегрирования дифференциальных уравнений параболического типа. Главной проблемой метода является построение правильной разностной схемы, которая будет сходиться к решению.

Вся расчетная область покрывается расчетной сеткой. В области скважины и трещин ГРП строится сетка с меньшим шагом, чем в остальных областях вследствие большего размера областей. Для решения системы уравнений применяется следующая разностная схема:

$$\frac{p_{n,m}^{k+1} - p_{n,m}^k}{\Delta t} = \frac{p_{n+1,m}^k + p_{n,m+1}^k - 4p_{n,m}^k + p_{n+1,m+1}^k + p_{n+1,m-1}^k}{h^2} + q, \quad (4)$$

где k – номер временного уровня; n, m – номер координаты; Δt – шаг по времени; h – шаг по координате.

В выражении (4) опущены все коэффициенты, а источники обозначены через q .

Представленная численная схема была использована для решения систем уравнений и была реализо-

вана на языке C++ в среде программирования Microsoft Visual Studio Express 2013.

Сравнение результатов с коммерческим симулятором

Для апробации результатов, получаемых в разработанном программном комплексе, было проведено сравнение результатов работы разработанного и коммерческого симуляторов (рис. 2). В коммерческом симуляторе реализованы алгоритмы аналитических моделей скважины и пласта. В него также включена модель горизонтальной скважины с несколькими ГРП для анализа добычи нетрадиционных запасов (модель двойной пористости/проницаемости). Были заданы идентичные параметры работы скважины и свойства пласта. Рассматривались изотропная среда и среда с двойной проницаемостью, без учета десорбции газа из матрицы.

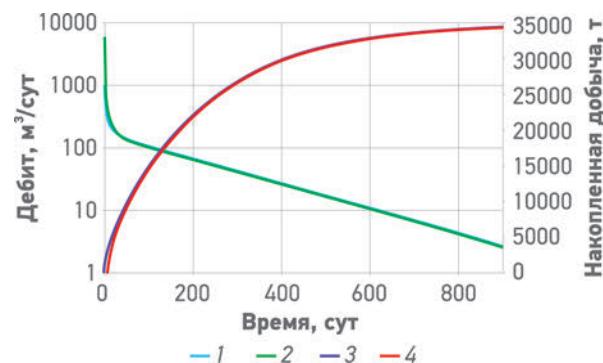


Рис. 2. Сопоставление дебита в логарифмическом масштабе (1, 2) и накопленной добычи (3, 4), полученных в коммерческом симуляторе (1, 3) и разработанном программном модуле (2, 4) для однопоровой среды

Полученные данные показывают хорошее соответствие между результатами, полученными в коммерческом симуляторе и разработанном программном комплексе (относительная погрешность – менее 5 %). Возможности разработанного программного комплекса позволяют получать результаты с учетом различия в свойствах трещин, области, затронутой ГРП, и матрицы.

Определение влияния зоны SRV на добычу

Были проведены численные эксперименты по моделированию пласта, эксплуатируемого ГС с МГРП, с учетом вышеописанных особенностей. Проведен ана-

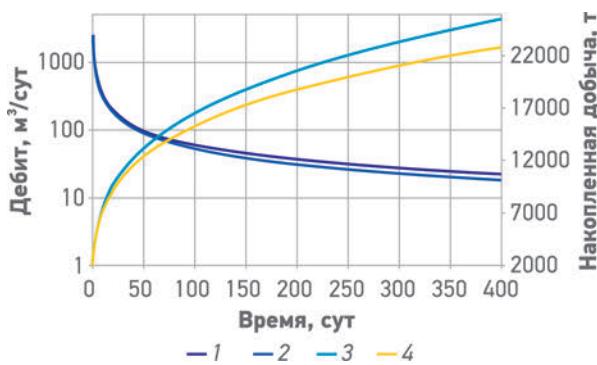


Рис. 3. Динамика дебита (1, 2) и накопленной добычи (3, 4) с учетом (1, 3) и без учета (2, 4) зоны SRV

лиз влияния учета зоны SRV: в первом случае зона SRV идентична матрице, во втором – их свойства различаются (рис. 3).

Были также проведены численные эксперименты по моделированию изменения забойного давления в ГС с МГРП с учетом влияния зоны SRV. Исследованы режимы течения в пласте. Построена диагностическая зависимость логарифмической производной безразмерного давления от времени в билогарифмических координатах (рис. 4). По виду кривой можно определить режимы течения [4, 5]. Каждый режим течения характеризует дренирование определенной зоны пласта и влияние его границ, трещин и др. При этом необходимо отметить, что в зависимости от свойств коллектора, трещин ГРП и работы скважины, некоторые режимы могут быть не выявлены [3].

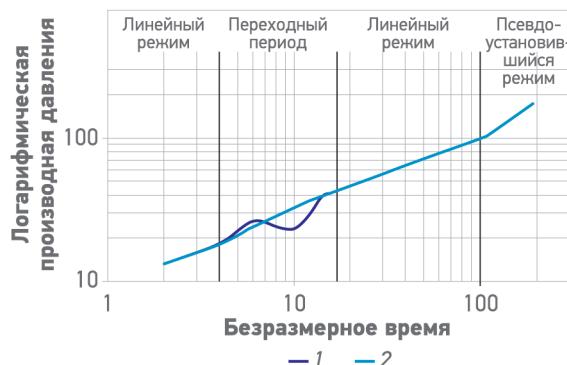


Рис. 4. Зависимость логарифмической производной давления от безразмерного времени с выделением режимов течения в билогарифмических координатах с учетом (1) и без учета (2) влияния зоны SRV

В результате двумерного моделирования можно выделить следующие режимы течения в пласте.

Линейный режим. Приток флюида направлен из трещины в скважину. Этот режим сохраняется и далее, когда начинается приток из микротрещин зоны SRV к трещинам ГРП. Наклон кривой на диагностическом графике равен $\frac{1}{2}$. Возможна также инициализация билинейного режима, когда приток идет одновременно из трещины в скважину и из скважины к трещинам ГРП. Наклон кривой на диагностическом графике в этом случае будет равен $\frac{1}{4}$.

Переходный период характеризует начало притока от матрицы к микротрещинам в зоне SRV. Производная давления на диагностическом графике снижается. После выравнивания давления в матрице и микротрещинах пласт ведет себя как однородный.

Линейный режим течения. Приток направлен от матрицы к области SRV. Данный режим может быть реализован при больших размерах пласта и малых размерах зоны SRV.

Псевдоустановившийся режим течения возникает, когда возмущение давления достигает границ дренируемого пласта. Наклон кривой давления на диагностическом графике равен 1.

На рис. 5 показано распределение давления в пласте в зависимости от времени работы ГС с МГРП. Из него видно, что после 10 ч работы скважины наиболее существенно изменилось давление в области трещин ГРП, следовательно, дренируется область вблизи трещин ГРП, после 20 ч – изменение давления в пласте достигло границы области SRV, а после 50 и 100 ч – дренировалась уже вся область SRV, через 150 ч – изменение давления вышло за границы области SRV и началось дренирование области, не затронутой SRV, а после 250 ч – изменение давления уже достигло границ пласта.

Таким образом, определить дренируемую зону пласта можно как по диагностическому графику производной давления, так и по характеру распределения давления в пласте, определяемому по данным расчета.

Все описанные результаты были получены для течения нефти в пласте, при этом представленную математическую модель (1)–(3) можно использовать для моделирования притока газа к ГС с МГРП. В математическую модель (1)–(3) входят слагаемые, отвечающие за десорбцию газа из пор матрицы, что позволяет провести исследования по определению изме-

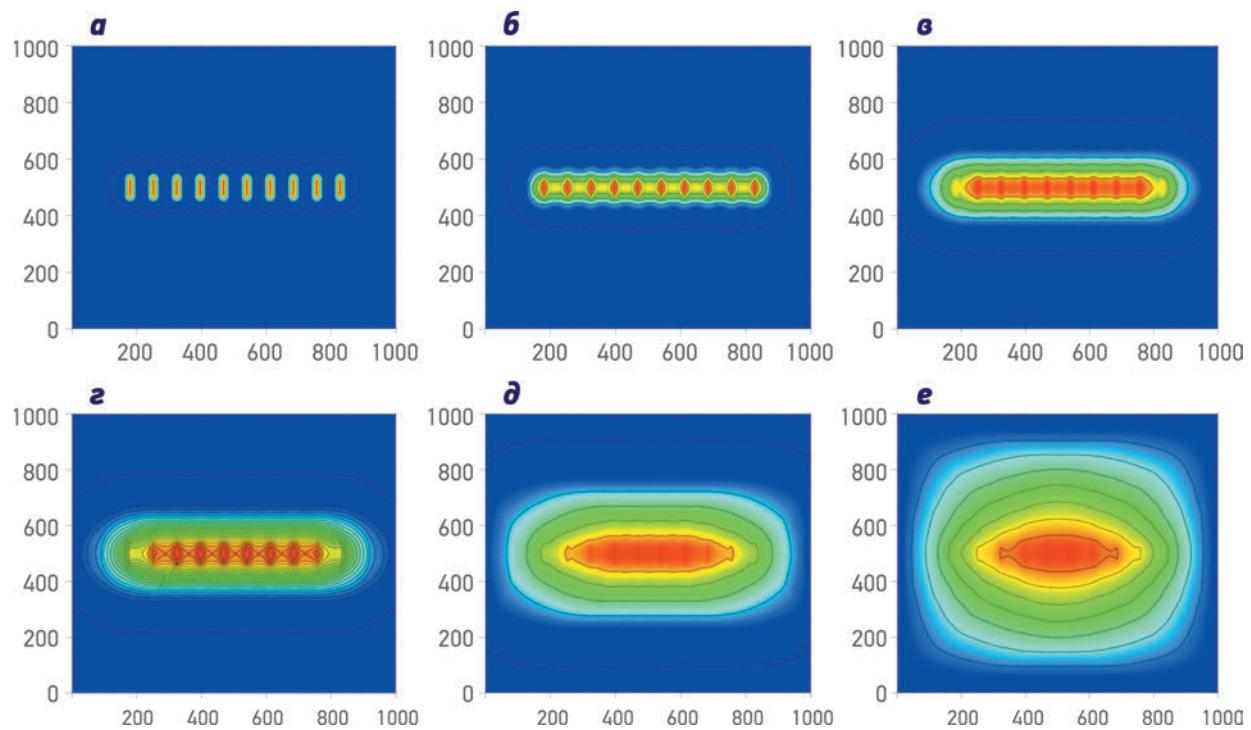


Рис. 5. Распределение давления в пласте через 10 (а), 20 (б), 50 (в), 100 (г), 150 (д) и 250 (е) ч эксплуатации

нения дебита и забойного давления газовой скважины с учетом и без учета десорбции газа.

Различия в физических свойствах (вязкость, сжимаемость, плотность) газа и их существенная зависимость от давления приводят к необходимости использования вместо давления функций псевдодавления p_{ps} и псевдовремени t_{ps} [11]. Функции псевдодавления и псевдовремени имеют следующий вид:

$$p_{ps} = \int_{p_0}^p \frac{2p}{\mu_g(p)Z(p)} dp, \quad (5)$$

$$t_{ps} = \int_0^t \frac{1}{\mu_g(p)C_t(p)} dt,$$

где μ_g – вязкость газа; Z – фактор сжимаемости; C_t – сжимаемость газа; p_0 – произвольное давление газа ниже минимального, полученного при численном моделировании.

В данной работе без потери общности принимается $p_0=0$. Вязкость и фактор сжимаемости в зависимости от давления вычисляются по корреляциям при заданном значении плотности газа.

Полученные результаты показывают влияние десорбции газа на дебит и накопленную добычу газа (рис. 6). При моделировании работы скважины с уче-

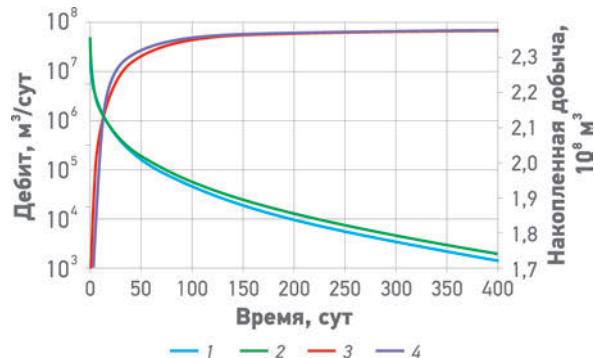


Рис. 6. Динамика дебита (1, 2) и накопленной добычи газа (3, 4) с учетом (2, 4) и без учета (1, 3) десорбции газа

том десорбции газа добыча газа и забойное давление увеличиваются по сравнению аналогичными показателями при моделировании без учета десорбции.

Заключение

Разработанная математическая модель (1)–(3) позволяет определять приток к ГС с МГРП с учетом десорбции газа из пор матрицы. Созданный программный комплекс дает возможность получить эксплуатационные характеристики ГС с МГРП в трещиноватых коллекторах. Сравнительный анализ работы разработанного программного комплекса и коммер-

ческого симулятора показал хорошее соответствие результатов. Серия различных численных экспериментов с использованием разработанной математической модели позволила выделить несколько режимов течения, которые являются характерными для трещиноватого коллектора, а также провести оценку степени влияния десорбции газа из пор матрицы на

дебит газовой скважины и изменение забойного давления. Разработанное программное обеспечение может быть использовано для определения параметров трещиноватого пласта, свойств и размеров зоны SRV, характеристик трещин ГРП при интерпретации результатов ГДИС и получения данных о распределении давления в пласте.

Список литературы

1. Qanbari F. & Clarkson C.R. Production Data Analysis of Multi-Fractured Horizontal Wells Producing from Tight Oil Reservoirs - Bounded Stimulated Reservoir Volume//SPE 167727-MS. – 2014.
2. A Finite Horizontal-Well-Conductivity Model for Pressure Transient Analysis in Multiple Fractured Horizontal Wells // Z. Chen, X. Liao, X. Zhao [et all.] /SPE 177230-MS. – 2015.
3. Fei Wang, Shicheng Zhang. Production Analysis of Multi-Stage Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Tight Gas Reservoirs//Journal of Geography and Geology. – 2014. – V. 6. – N 4. – P. 58-67.
4. Cinco-Ley H., Samaniego-V. F. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case//SPE 10179-MS. – 1981.
5. A composite model of hydraulic fractured horizontal well with stimulated reservoir volume in tight oil & gas reservoir /Fan Dongyan, Yao Jun, Sun Hai [et all.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – V. 24. – P. 115-123.
6. Zhejun Pan, Luke D. Connell. Reservoir Simulation of Free and Adsorbed Gas Production from Shale//Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – V. 22. – P. 359-370.
7. Wang H., Marongiu-Porcu M. Impact of Shale-Gas Apparent Permeability on Production: Combined Effects of Non-Darcy Flow/Gas-Slippage, Desorption, and Geomechanics // SPE173196-PA. – 2015.
8. Song B., Economides M.J., Ehlig-Economides C.A. Design of Multiple Transverse Fracture Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs//SPE 140555-MS. – 2011.
9. Advances in the Method of production performance prediction of SRV fractured horizontal Wells/Ren Long, Su Yuliang, Xu Chen, Meng Fankun// Acta Geologica Sinica (English Edition). – 2015. – 89(suppl.). – P. 319-320.
10. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Разностные схемы для неустойчивых задач. М.: Институт прикладной математики имени М.В. Келдыша АН СССР, 1990. – 24 с.
11. Agarwal R.G. Real gas pseudo-time: a new function for pressure buildup analysis of MHF gas wells//SPE 8279. – 1979.

Reference

1. Qanbari F., Clarkson C.R., *Production data analysis of multi-fractured horizontal wells producing from tight oil reservoirs - Bounded stimulated reservoir volume*, SPE 167727-MS, 2014.
2. Chen Z., Liao X., Zhao X., Dou X., Huang C., Chen Y., Guo X., *A finite horizontal-well-conductivity model for pressure transient analysis in multiple fractured horizontal wells*, SPE 177230-MS, 2015.
3. Fei Wang, Shicheng Zhang, *Production analysis of multi-stage hydraulically fractured horizontal wells in tight gas reservoirs*, Journal of Geography and Geology, 2014, V. 6, no. 4, pp. 58-67.
4. Cinco-Ley H., Samaniego-V.F., *Transient pressure analysis: Finite conductivity fracture case versus damaged fracture case*, SPE 10179-MS, 1981.
5. Fan Dongyan, Yao Jun, Sun Hai, Zeng Hui, Wang Wei, *A composite model of hydraulic fractured horizontal well with stimulated reservoir volume in tight oil & gas reservoir*, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, V. 24, pp. 115-123.
6. Zhejun Pan, Connell L.D., *Reservoir simulation of free and adsorbed gas production from shale*, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, V. 22, pp. 359-370.
7. Wang H., & Marongiu-Porcu M., *Impact of shale-gas apparent permeability on production: Combined effects of non-Darcy flow/gas-slippage, desorption, and geomechanics*, SPE 173196-PA, 2015.
8. Song B., Economides M.J., Ehlig-Economides C.A., *Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs*, SPE 140555-MS, 2011.
9. Ren Long, Su Yuliang, Xu Chen, Meng Fankun, *Advances in the Method of production performance prediction of SRV fractured horizontal wells*, Acta Geologica Sinica (English Edition), pp. 319-320.
10. Samarskiy A.A., Vabishchevich P.N., *Raznostnye skhemy dlya neustoychivых задач* (Difference schemes for unstable problems), Moscow: Publ. of Keldysh Institute of Applied Mathematics of RAS, 1990, 24 p.
11. Agarwal R.G., *Real gas pseudo-time: a new function for pressure buildup analysis of MHF gas wells*, SPE 8279, 1979.

ВЕРИФИКАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКОЙ ПРОГНОЗНОЙ ВЫРАБОТКОЙ

А.Н. Ситников, Р.Н. Асмандияров, А.В. Онегов,

Е.Д. Гусаров, С.А. Андронов, Г.Г. Ященко, С.В. Жигульский

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

М.А. Виноходов (Филиал «Газпромнефть-Муравленко»

ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адрес для связи: Andronov.SA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: разработка месторождений, остаточные извлекаемые запасы, верификация запасов

Verification of the residual movable reserves in the low production oil fields

A.N. Sitnikov, R.N. Asmandiyarov, A.V. Onegov, E.D. Gusalov, S.A. Andronov, G.G. Yashchenko, S.V. Zhigulskiy
(Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg), M.A. Vinohodov (Gazpromneft-Muravlenko Branch
of Gazpromneft-Noyabrskneftegaz JSC, RF, Muravlenko)

At the present time the main part of oil fields is mature production fields. They are characterized by low current oil production. The questions about immovable oil location and cause identifications of target fail of cumulative oil production become important. In our work we suggested to use complex approach to verification of remaining recoverable reserves and carry out actions for validation of current oil saturation. This analysis will allow to develop depleted resources, to reduce the risk and increase effectiveness of geological and technical actions

Keywords: field development, remaining recoverable reserves, reserves verification

Введение

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки и характеризуются низкой текущей выработкой. По прогнозам невырабатываемые запасы могут составлять более 40 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ), находящихся на балансе. На объектах с низкой выработкой отмечается высокая доля неуспешных геолого-технических мероприятий (ГТМ), проведенных в зонах с предполагаемой максимальной локализацией балансовых остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). В связи с этим становятся актуальными вопросы определения зон остаточных запасов и причин недостижения проектных показателей по накопленной добыче нефти.

В данной статье описывается комплексный подход к верификации остаточных извлекаемых запасов, опробованный на основном пласте месторождения М. Согласно текущему прогнозу примерно 36 % балансовых запасов не будут извлечены. Ожидаемый коэффициент извлечения нефти (КИН) составит 0,2 при проектном значении 0,417. Для локализации запасов была проведена ревизия не вовлекаемой в разработку ресурсной базы.

Исходя из поставленной задачи основными вопросами являются наличие запасов и зон их локализации по площади и разрезу. Работа выполнялась в следующей последовательности:

- 1) анализ разработки месторождения, формирование гипотез;
- 2) верификация геологических запасов;
- 3) оценка ожидаемого КИН, сравнение с проектным значением;
- 4) построение карт ОИЗ и ретроанализ;
- 5) анализ распределения ОИЗ по площади и разрезу;
- 6) формирование списка мероприятий для подтверждения гипотез.

Результатом работы является обобщенная карта локализации ОИЗ с учетом рисков и список ГТМ.

Анализ разработки пласта ХХ-1 месторождения М

По величине извлекаемых запасов нефти месторождение М относится к крупным. Несмотря на значительный объем остаточных запасов текущий темп отбора низкий. Основной объект разработки – пласт ХХ-1, на который приходится 64 % НИЗ месторождения в целом.

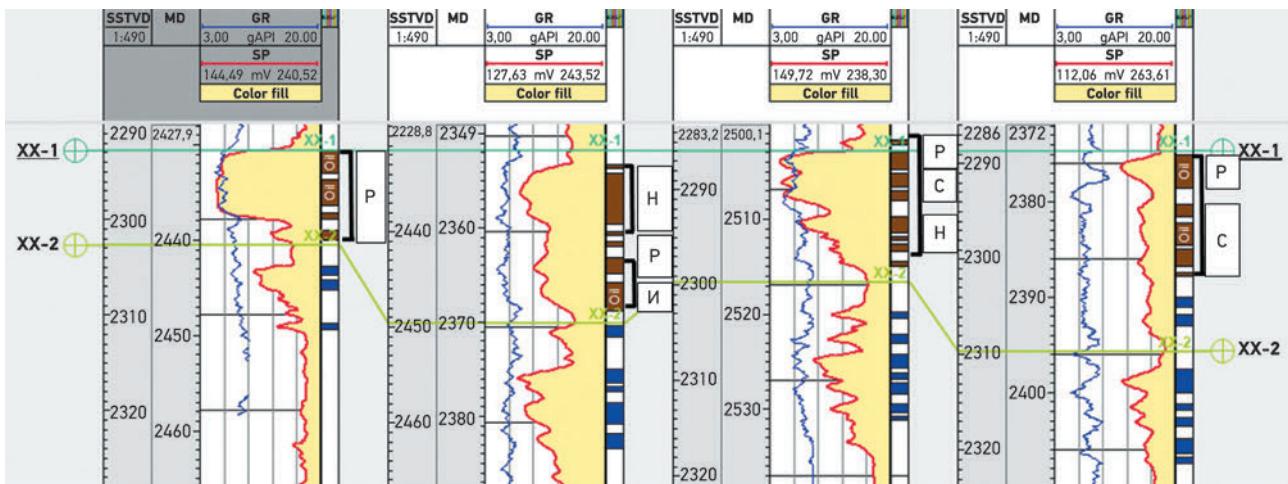


Рис. 1. Схема корреляции с результатами промыслового-геофизических исследований (Р, Н, И, С – интервал соответственно работающий, неработающий, интенсивно работающий и слабо работающий)

На данном объекте значительная доля фонда скважин выведена из эксплуатации (бездействующий фонд составляет более 60 %), текущая обводненность продукции – более 85 %, текущая выработка – 37 %. Под разбуренным фондом сосредоточено примерно 80 % ОИЗ. Большая часть ГТМ, проведенных в зонах с предполагаемой максимальной локализацией запасов разбуренной части залежи, оказалась неэффективной.

Первоначально была реализована трехрядная система разработки пласта XX-1, затем пробурили два уплотняющих ряда, система разработки была преобразована в пятирядную, дальнейших попыток перехода к блочно-замкнутой системе не предпринималось. Указанные действия привели к значительному снижению пластового давления $p_{\text{пп}}$, так как компенсация отбора поддерживалась за счет увеличения приемистости при низком соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин. Превышение забойного давления над давлением гидроразрыва в нагнетательных скважинах привело к формированию техногенных трещин, вдоль которых происходило раннее обводнение добывающих скважин.

Осложняющим фактором послужило также наличие нижележащего водоносного пласта XX-2, отделенного от целевого пласта XX-1 тонкой глинистой перемычкой (≈ 5 м). На большей части фонда были проведены операции гидроразрыва пласта (ГРП), в результате по многим скважинам приобщен водоносный пласт XX-2. Добывающие скважины, по которым наблюдались непроизводительные отборы жидкости с оставшимися удельными запасами, переводились в бездействующий фонд из-за высокой обводненности. По нагнетательным скважинам из-за сформировавшихся техногенных трещин наблюдалась нецелевая закачка.

Для оценки выработки пласта по разрезу были проанализированы результаты промыслового-геофизических исследований, которые показали неравномерную выработку пласта. По всей площади залежи лучше дренируется кровельная часть разреза и слабо работает подошвенная часть. В южной части залежи пласт охвачен выработкой по всему разрезу от кровли до подошвы, в северной части к подошве пласта отмечается ухудшение коллекторских свойств, в связи с чем работает преимущественно прикровельная зона. Исключение составляют скважины, в которых был приобщен нижележащий водоносный пласт. В данных скважинах отмечается интенсивный приток из подошвы пласта в результате заколонной циркуляции. Основной сложностью при оценке является отсутствие исследований по текущей нефтенасыщенности на основе данных импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и СО-каротажа.

По имеющимся данным гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований скважин в направлении с юга на север залежи выявлено ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в целом по разрезу и существенное уменьшение доли коллектора к подошвенной части (рис. 1).

Для сравнения результатов промыслового-геофизических исследований (ПГИ) с данными анализа керна образцы были разделены на две группы: отобранные в северной и южной частях залежи. Далее по керну была проведена привязка по глубине с учетом отбивок кровли и подошвы. Полученные результаты показали снижение проницаемости $k_{\text{пр}}$ от кровли к подошве (рис. 2). В северной части залежи данный факт более выражен, чем в южной.

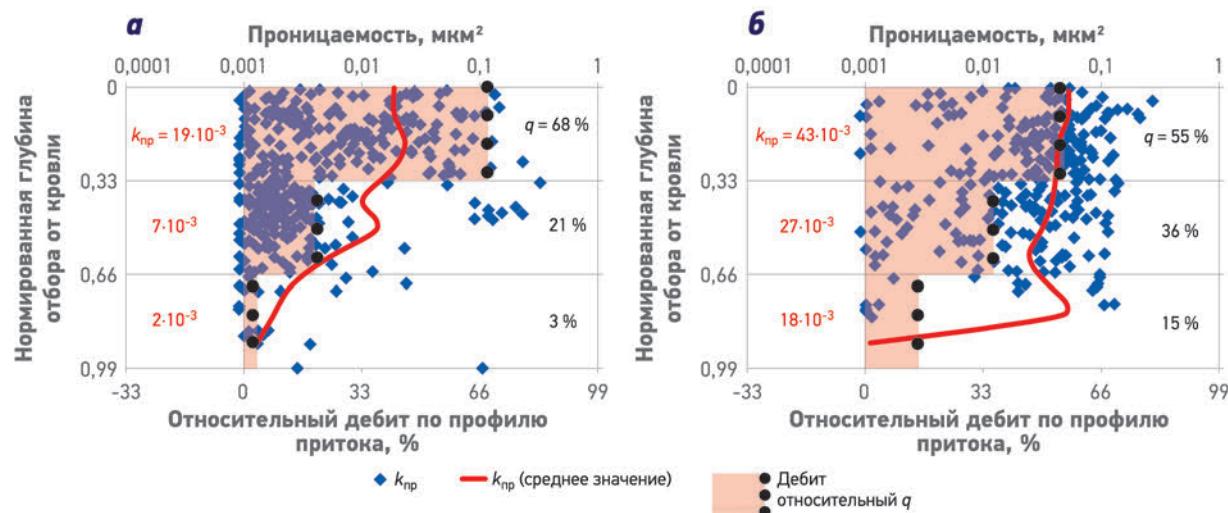


Рис. 2. Распределение проницаемости и профиля притока по разрезу северной (а) и южной (б) частей залежи

В результате анализа геологического строения, данных разработки и выполненных ГТМ были сформулированы следующие выводы:

- 1) необходима переоценка начальных геологических запасов;
- 2) необходима переоценка КИН;
- 3) применяется неоптимальная система разработки;
- 4) остаточные запасы локализованы в подошвенной части пласта с худшими ФЕС.

Геологическое строение пласта ХХ-1

Для проверки и подтверждения сформулированных гипотез первично пересматривалась геологическая концепция формирования отложений пласта ХХ-1. Работа велась с достаточно большим объемом данных, число эксплуатационных скважин на пласт превышает 1000.

В ходе комплексирования сейсмических и геофизических данных актуализирована корреляция пласта ХХ-1. В результате предполагается клиноформное строение пласта, которое обусловлено неравномерным распределением осадка в условиях проградации вдольбереговых валов.

При анализе свойств пласта отмечены высокая изменчивость ФЕС по площади и явно выраженная зональность. Увеличение общих и эффективных толщин в северо-западном направлении не оказывает большого влияния на продуктивность вследствие кратно низких значений проницаемости и увеличения в указанном направлении расчлененности пласта.

Анализ принятых в проектном документе зависимостей показал, что скважины в северной части месторождения, не участвующие в разработке, не ис-

пользовались при определении уровня водонефтяного контакта (ВНК) из-за низких значений коэффициента нефтенасыщенности. Исключенные скважины находятся в зоне с ухудшенными коллекторскими свойствами и высокой связанный водонасыщенностью. В данной работе проведена оценка геологических запасов с учетом данных по всем скважинам. Для верификации уровня ВНК и начальной нефтенасыщенности использовалась функция Баклея – Леверретта (J-функция). Были проанализированы петрофизические зависимости и подобрана поверхность зеркала свободной воды на основе данных исследования керна и фактических режимов работы скважин

В итоге были сделаны следующие выводы:

- 1) расчетное среднее значение коэффициента нефтенасыщенности снизилось относительно принятого балансового;
- 2) при использовании J-функции из-за существенного различия ФЕС ВНК принят наклонным;
- 3) залежь в зоне низких ФЕС является недонасыщенной;
- 4) необходимо пересмотреть петрофизические зависимости для различных литотипов; использование утвержденной в проектном документе одной зависимости для всего пласта приводит к получению завышенных значений ФЕС в северной части залежи.

Полученная по данным анализа начальная нефтенасыщенность оказалась ниже балансовых значений, что значительно повлияло на величину начальных геологических запасов (НГЗ). Для верификации начальной нефтенасыщенности использовалась кривая фракционного потока, полученная на основе кривых относительной фазовой прони-

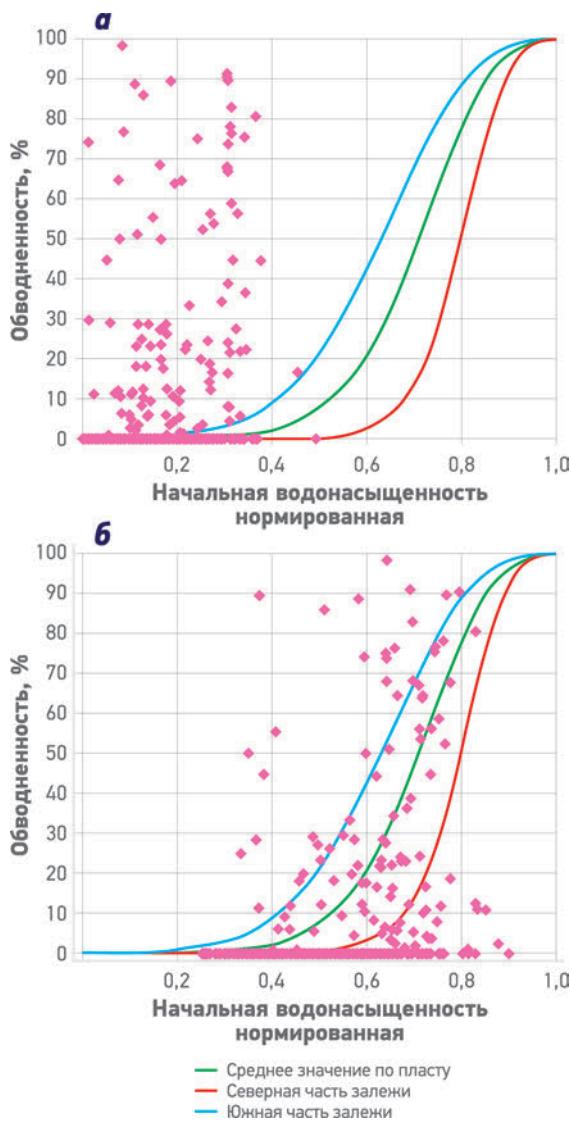


Рис. 3. Сопоставление запускной обводненности и теоретической кривой фракционного потока по балансовой карте нефтенасыщенности (а) и карте, построенной по J-функции (б)

цаемости (ОФП). При этом были сопоставлены теоретическая кривая фракционного потока, запускная обводненность и начальная нефтенасыщенность по балансовой и рассчитанной картам. Для сравнения использовались запускные параметры добывающих скважин пласта ХХ-1 в зонах, ранее не затронутых разработкой. Сопоставление насыщенности с кривой фракционного потока по балансовой карте показывает, что стартовая обводненность не соответствует проектной, практически по всей площади пласта начальная нефтенасыщенность завышена. Лучшая сходимость выявлена по карте, построенной по J-функции. Наблюдается значительное изменение насыщенности в северной части залежи из-за низких ФЕС и недонасыщенного коллектора (рис. 3).

Оценка КИН

На основе полученного распределения насыщенности построена карта ОИЗ с учетом балансового значения КИН, равного 0,417, и выполнен анализ текущей выработки пласта. По результатам анализа разработки было выявлено существенное различие выработки запасов и удельной накопленной добычи нефти на скважину в разных фациальных зонах. В связи с этим принято решение оценивать текущий КИН отдельно в южной и северной зонах. Выбраны две ячейки с максимальной накопленной добычей нефти и бездействующим фондом, при этом для северной части текущий КИН составил 0,145, для южной зоны – 0,369. По обеим ячейкам наблюдается недостижение проектного значения КИН. Анализ и проверка результата проводились на выбранных ячейках.

Для оценки целевого КИН было решено использовать модифицированную формулу А.Н. Крылова

$$КИН = K_{выт} \cdot K_{овб} = K_{выт} \cdot K_{овбS} \cdot K_{овбh},$$

где $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом, $K_{овб}$ – коэффициент охвата заводнением; $K_{овбS}$ – коэффициент охвата сеткой скважин; $K_{овбh}$ – коэффициент охвата по толщине.

Данные коэффициенты анализировались по каждой ячейке. Принятое в проектном документе значение $K_{выт} = 0,573$ не учитывает результаты последних исследований и изменение по площади. При построении гистограммы распределения $K_{выт}$ выделяются две медианы значений, которые соответствуют образцам из северной и южной частей месторождения (рис. 4). Для северной части залежи среднее значение $K_{выт} = 0,401$, для южной $K_{выт} = 0,542$. В связи с ухудшением ФЕС от кровли к подошве пласта наблюдается снижение значения $K_{выт}$ к подошвенной части пласта. Данная тенденция более выражена для скважин северной части.

На следующем этапе проанализирован проектный $K_{овб} = КИН / K_{выт} = 0,728$. Рассчитанный таким образом $K_{овб}$ не позволяет выявить проблемные участки, так как $K_{овб}$ меняется по площади месторождения и зависит от сетки скважин и геологических условий. Для оценки использован аналитический подход с учетом статистической информации о латеральной и вертикальной неоднородности пласта.

Получена оценка минимального расчетного ожидаемого КИН для реализованной системы раз-

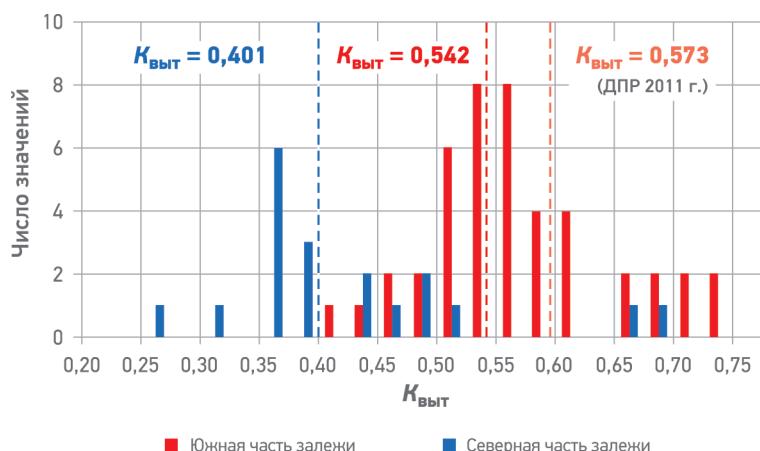


Рис. 4. Распределение $K_{\text{выт}}$
(ДПР – дополнение к проекту разработки)

работки [1, 2] и максимально достижимого значения КИН при разработке оптимальной сеткой скважин. Многовариантные расчеты для выбора оптимальной сетки скважин проводились в двумерном симуляторе на трубках тока NumEx (см. таблицу) [3].

Минимальный КИН рассчитывается для реализованной системы разработки с учетом влияния ГРП и водонасыщенного пласта ХХ-2. Полученный КИН согласуется со значением текущего КИН для остановленных ячеек, разрабатываемых скважинами с ГРП. Для южной части залежи максимальный КИН с учетом $K_{\text{овв}}$ совпадает с проектным значением, однако фактически реализованная система разработки характеризуется менее плотной сеткой и меньшим числом нагнетательных скважин.

Таким образом, для реализованной системы разработки проектное значение КИН завышено, при использовании новых технологий увеличения нефтеотдачи возможно достижение проектного значения на отдельных участках. Расчетное значение КИН в северной части залежи значительно ниже, чем в южной.

Карты ОИЗ и их верификация

Полученная оценка теоретического значения КИН для реализованной системы разработки использовалась при построении карт ОИЗ на основе балансовых карт и карт, построенных по данным оперативного геологического уточнения. В рассмотренных вариантах наибольшая плотность ОИЗ наблюдается в краевых зонах и в южной части месторождения под разбуренным фондом.

Для оценки сходимости данных проведено сравнение плотности ОИЗ и эффективности ГТМ за последние пять лет. Использованы три методики.

1. Сопоставление кривой фракционного потока и запускной обводненности новых скважин в западной части месторождения. Предполагается, что из-за высокой расчлененности, линзовидного строения пласта и удаленности участок не затронут разработкой. Стартовая обводненность по верифицированной начальной нефтенасыщенности имеет большую сходимость с теоретическими данными, что косвенно подтверждает корректность расчетов.

2. Сопоставление запускного дебита нефти и ОИЗ для зарезок бокового ствола и бурения новых скважин. Предполагается, что чем выше концентрация ОИЗ, тем выше запускной дебит нефти при одинаковых ФЕС. Сходимость стартовых дебитов и ОИЗ по построенной теоретической карте лучше.

3. Параметрический анализ, который подразумевает деление всех ГТМ за 2011–2016 гг. (295 скважинно-операций) на успешные/неуспешные и поиск зависимости успешности мероприятия от различных параметров.

Параметры	Значение параметра				
	проектное	текущее максимальное по ячейкам	расчетное	расчетное с учетом влияния пласта ХХ-2	максимальное (оптимальная сетка)
Северная часть залежи					
$K_{\text{выт}}$	0,573	0,401	0,401	0,401	0,401
$K_{\text{овв}}$	0,728	0,362	0,543	0,397	0,712
КИН	0,417	0,145	0,218	0,159	0,285
Южная часть залежи					
$K_{\text{выт}}$	0,573	0,542	0,542	0,542	0,542
$K_{\text{овв}}$	0,728	0,681	0,704	0,525	0,771
КИН	0,417	0,369	0,381	0,284	0,418

Методика анализа следующая. Для каждой скважины определено значение параметра по карте и рассчитано среднее по каждой группе. Пусть $H_i(\Pi)$ – значение параметра Π в i -й скважине с неуспешным мероприятием, $Y_j(\Pi)$ – значение параметра Π в j -й скважине с успешным мероприятием. Тогда можно рассчитать среднее арифметическое значение параметра для группы неуспешных $H(\Pi)$ и успешных $Y(\Pi)$ мероприятий. Теперь каждая группа представлена одним числом – средним значением с карты, эти значения имеют размерность и изменяются в разных пределах. Для сравнения полученные значения нормируются по формуле

$$C_{\text{успешн}}(\Pi) = 2 \left(\frac{Y(\Pi)}{H(\Pi) + Y(\Pi)} - 0,5 \right),$$

где $C_{\text{успешн}}(\Pi)$ – коэффициент псевдокорреляции успешности мероприятий.

Коэффициент $C_{\text{успешн}}(\Pi)$ показывает увеличение вероятности успешности мероприятия с увеличением абсолютной величины параметра, изменяется в пределах $[-1; 1]$ и может рассматриваться как коэффициент псевдокорреляции между эффективными и неэффективными ГТМ и значениями параметра с карты. Положительное значение коэффициента показывает, что между плотностью ОИЗ и успешностью ГТМ существует прямая зависимость, а отрицательное – характеризует обратную зависимость.

Оценка успешности мероприятий проводилась по запускному дебиту и накопленной добыче нефти с точки зрения экономической рентабельности ГТМ, при этом дебит жидкости и обводненность дополнительно не учитывались. Для оценки успешности ГТМ анализировались следующие параметры: ОИЗ, начальные нефтенасыщенные толщины, пористость, проницаемость, песчанистость, расчлененность, насыщенность, толщина глинистой перемычки. Поскольку на эффективность ГТМ значительное влияние оказывают только ОИЗ и проницаемость, именно эти параметры учитывались при параметрическом анализе (рис. 5).

При оценке всех ГТМ за 2011–2016 гг. наиболее информативна мониторинговая карта ОИЗ. Чем больше ОИЗ, тем выше успешность мероприятия. Более успешны ГТМ без ГРП, так как при ГРП при-

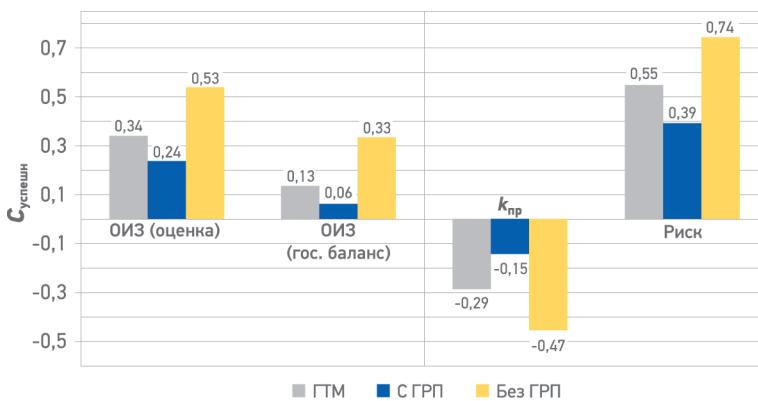


Рис. 5. Результаты параметрического анализа успешности ГТМ за 2011–2016 гг.

общается водонасыщенный пласт ХХ-2. Для проницаемости наблюдается обратная зависимость, в зонах с высокой проницаемостью мероприятия менее успешны из-за наличия уже обводненных высокопроницаемых прослоев в кровельной части пласта. Данная зависимость лучше проявляется при проведении ГТМ без ГРП в связи с тем, что приток идет из высокопроницаемых прослоев, а при осуществлении ГРП приобщаются нижние менее проницаемые пачки.

По данным параметрам (ОИЗ и $k_{\text{пр}}$) был получен комбинированный критерий для повышения степени корреляции и определения перспективных зон для проведения успешных ГТМ.

Анализ распределения ОИЗ по площади и разрезу

В результате выполненного анализа получили подтверждение все предположения. Определены основные факторы снижения ОИЗ: уменьшение НГЗ, переоценка $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{овв}}$ для реализованной системы разработки. Наибольшее изменение запасов произошло в северо-восточной части месторождения. Под действующим фондом локализовано и будет извлечено 28 % рассчитанных ОИЗ, 20 % запасов приходится на краевые зоны, не охваченные бурением, они являются нерентабельными при текущих макроэкономических параметрах. Под нерентабельным и аварийным фондом сосредоточено 52 % ОИЗ. Для вовлечения данных запасов в разработку необходимо проведение мероприятий по базовому фонду.

На основе имеющихся данных промыслового-геофизических исследований, ФЕС и обратной зависимости успешности мероприятий от проницаемости сделано предположение о локализации запасов в по-

дошвенной части пласта, в зоне с ухудшенными ФЕС, что подтвердилось адаптацией на секторной гидродинамической модели. Принципиальная схема распределения запасов по разрезу приведена на рис. 6.

На рис. 6 изображены скважины с различными вариантами пуска в эксплуатацию.

– **Добывающая скважина с ГРП.** В результате приобщения водонасыщенного пласта ХХ-2 наблюдается высокая стартовая обводненность и в последствии остановка из-за нерентабельности.

– **Нагнетательная скважина с трещиной авто-ГРП.** При этом происходит прорыв трещин в водоносный пласт ХХ-2, в результате часть закачки становится неэффективной.

– **Добывающая скважина без ГРП** вырабатывает более проницаемые верхний и средний прослои, по которым также происходит ее обводнение.

В качестве примера рассмотрим добывающую скв. W1 без ГРП с накопленной добычей нефти, приблизительно равной 300 тыс. т и скв. W2, находящуюся в 1000 м от скв. W1 в зоне с аналогичными ФЕС, накопленная добыча нефти по скважине составила примерно 100 тыс. т. После проведения ГРП по скв. W2 резко повысилась обводненность. С целью поиска перспективных участков для ГТМ на бездействующем фонде анализировались построенная карта ОИЗ и карта критерия успешности мероприятий.

Следует обратить внимание, что в южной зоне, где сосредоточены максимальные ОИЗ, высок критерий неуспешности. Запасы сосредоточены в подошвенной части пласта с низким $k_{\text{пр}}$, которая не охвачена разработкой. Извлечь запасы из этих зон довольно сложно, так как без ГРП приток нерентабельный, а проведение ГРП приведет к приобщению верхних (промытых) пачек и водоносного пласта ХХ-2.

Рекомендуемые мероприятия

По анализу карт ОИЗ и карт рисков (рис. 7) были подобраны и предложены к реализации первоочередные мероприятия, направленные на уточнение текущей нефтенасыщенности и подтверждение гипотезы о локализации запасов.

– Зарезка боковых стволов с пилотными стволами.

– Бурение нового куста в краевой части, на юге залежи (с пилотным стволов).

– Проведение ГИС в транспортных ствалах при бурении скважин на нижележащие пласти для определения текущей нефтенасыщенности пласта ХХ-1.

– Проведение СО-каротажа + ИННК на транзитном фонде.

В случае подтверждения локализации запасов потенциальный эффект составит 115 операций ЗБС с накопленной добычей около 2,8 млн т.

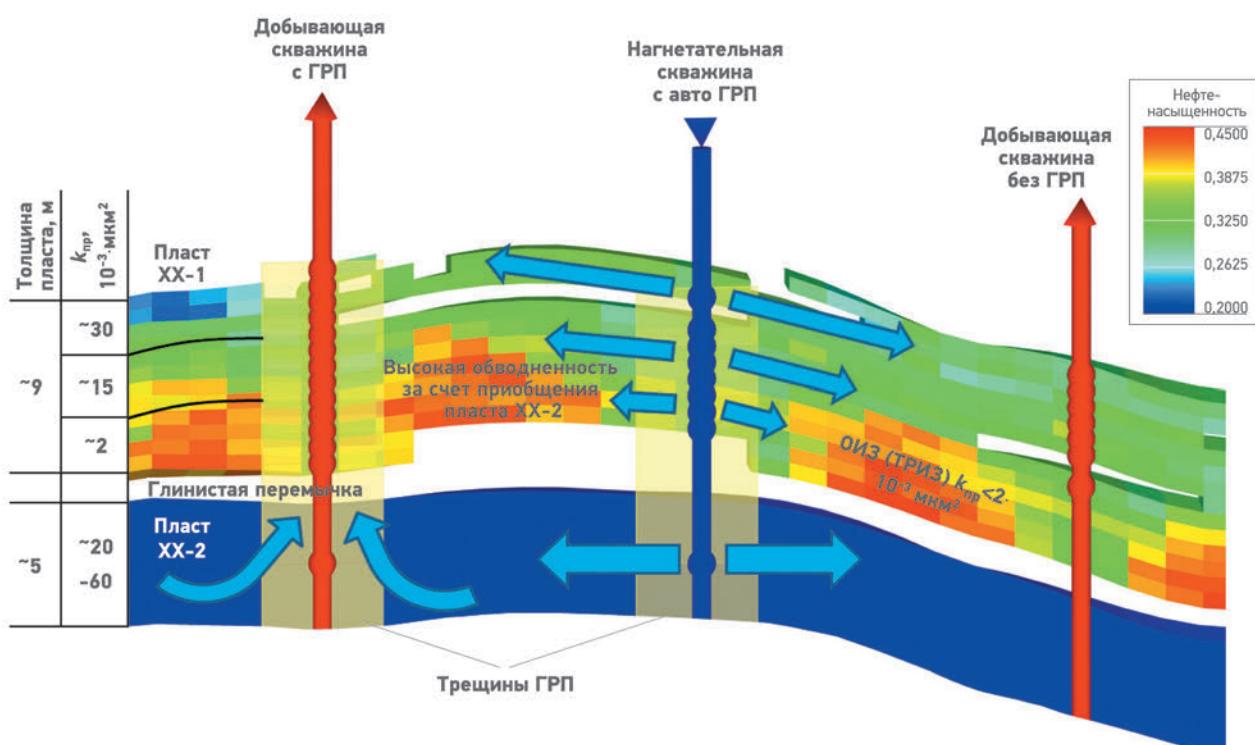


Рис. 6. Схематическое изображение локализации ОИЗ (ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы)

Заключение

В результате работ был выполнен комплексный анализ по верификации запасов по пласту ХХ-1 месторождения М: оценены геологические запасы, проанализирована история разработки залежи и успешность ГТМ, рассчитаны $K_{\text{вып}}$ и $K_{\text{окв}}$ для разных зон, построены карты распределения ОИЗ и рисков (см. рис. 7), проведен ретропрогноз. В ходе работ определены мероприятия, направленные на подтверждение текущей нефтенасыщенности.

Предложенный подход к верификации запасов может быть использован на месторождениях Западной Сибири с низкой выработкой. Это приведет к вовлечению в разработку локализованных запасов, снизит риски и увеличит эффективность ГТМ.

Список литературы

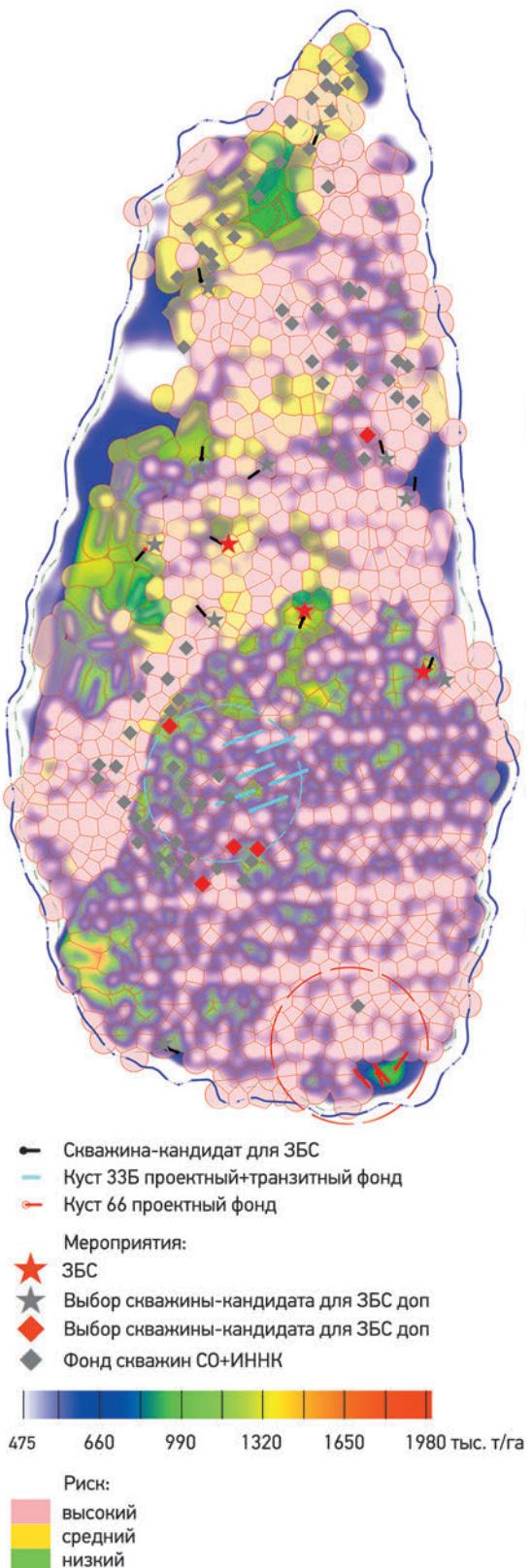


Рис. 7. Карта рисков и ОИЗ с мероприятиями

Reference

1. Экспресс-метод оценки целевого КИН на основе статистических характеристик коллектора/А.П. Рощектаев, А.В. Якасов, В.А. Краснов, К.В. Торопов//SPE-136139-RU. – 2010.
2. Оценка коэффициента охвата сеткой с использованием данных эксплуатации скважин/Е.В. Юдин, А.А. Лубнин, А.П. Рощектаев//Территория нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 40–45.
3. Выбор оптимальной регулярной системы разработки на этапе геолого-экономической оценки эффективности перспективных участков, находящихся на стадии «ПОИСК» и «РАЗВЕДКА»/А.А. Пустовских, А.Р. Листик//Методический документ «Газпром нефть» М-01.05.03.02-01 – 2015.

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «ПОДБОР ГТМ»

А.Н. Ситников, Р.Н. Асмандияров, А.А. Пустовских, к.ф.-м.н.,
А.Ю. Шеремеев, Р.З. Зулькарниев

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Д.Ю. Колупаев, Н.В. Чебыкин, А.А. Кириллов
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

Адрес для связи: Zulkarniev.RZ@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: цифровое месторождение, геолого-технические мероприятия (ГТМ), информационные системы, алгоритмы подбора ГТМ, повторный ГРП, зарезка боковых стволов (ЗБС)

Preparation of well intervention programs using the Podbor GTM digital information system

A.N. Sitnikov, R.N. Asmandiyarov, A.A. Pustovskikh, A.Yu. Sheremeev, R.Z. Zulkarniev
(Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg),
D.Yu. Kolupaev, N.V. Chebykin, A.A. Kirillov (Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansijsk)

The use of IT technologies to prepare well intervention programs allowed us to automate the initial well selection processes and make the overall work flow efficient and informative with all the work being done in real time through a web resource. The novelty of this project is that the well intervention algorithms and criteria are integrated in the Podbor GTM digital information system as they are developed. The Podbor GTM system designed on a web resource basis allows users to work online. Thanks to this, the well intervention development process is arranged at a much higher quality level: all calculations are made, information is exchanged and the well intervention decision-making history is stored in a single IT system. The new level of digital asset development capabilities reached through the implementation of the Podbor GTM system increases the efficiency of well intervention operations at the pilot project which is Priobskoye field (South License Area). In 2016, 100 hydrofracs were performed in excess of the business plan which ensured 131 mt of additional production (+54% to the plan). A new historical record was set, which is the involvement of 11% of the existing wells in hydrofrac operations. It is one of the important factors ensuring the effective production of hydrocarbon reserves and allowing us to operate our wells in view of potential geological conditions and technological capabilities. The estimated economic effect from these additional well interventions is: NPV RUB 1,415,158,000; PI – 2.7.

Keywords: Digital oilfield, well interventions, information systems, well intervention selection algorithms, re-fracing, sidetracking

Введение

Эксплуатация скважин с учетом потенциальных геологических и технологических возможностей – один из важных факторов, влияющих на эффективную выработку запасов углеводородов. На сегодняшний день самыми эффективными способами интенсификации добычи нефти на базовом фонде являются следующие геолого-технические мероприятия (ГТМ):

– зарезка боковых стволов (ЗБС), в том числе с горизонтальным окончанием с многозонными гидроразрывами пласта (ЗБГС с МГРП), направленная на выработку остаточных запасов;

– гидроразрыв пласта (ГРП) с целью восстановления и увеличения продуктивности скважин, притоночения нефтенасыщенных пластов;

– перевод скважин на выше- (ПВЛТ) и нижележащий (ПНЛГ) горизонты, направленный на выработку остаточных запасов пластов, расположенных выше или ниже основного объекта разработки.

Оперативная оценка потенциала роста добычи нефти с помощью интенсификации скважин позволяет формировать эффективные программы ГТМ, способствующие достижению целевых показателей добычи нефти на активах компании.

В настоящее время добиться высокой результативности в выборе скважин для проведения ГТМ можно с использованием цифровых информационных систем.

В 2014 г. с целью увеличения эффективности ГТМ начались работы по созданию цифровой информационной системы (ИС) «Подбор ГТМ». Была разработана проектная документация, на основе которой

создана ИС «Подбор ГТМ». В 2015 г. данная ИС запущена в промышленную эксплуатацию на пилотном проекте – Приобском месторождении, расположенным на южной лицензионной территории (ЮЛТ). Месторождение является уникальным по величине запасов. В 2016 г. получен бизнес-эффект от внедрения: выявлен существенный потенциал для увеличения числа ГТМ, защищен инвестиционный проект на проведение дополнительных 100 ГРП при плане 160 ГРП. За счет выполнения дополнительных ГРП добыча сверх плана составила 131 тыс. т нефти (54 % к бизнес-плану). Это позволило достичь целевых показателей уровня добычи по месторождению за 2016 г.

Создание нормативно-методологической документации

При создании нормативно-методологической документации (НМД) был учтен лучший опыт компании «Газпром нефть». Проведены интервью со всеми специалистами, задействованными в процессе подбора ГТМ, бенчмаркинг процесса подбора ГТМ в других нефтяных компаниях. По результатам выполненной работы созданы два проектных документа компании:

- методический документ «Алгоритм оценки целесообразности проведения и выбора вида ГТМ» (по ГРП, ЗБС, ЗБГС с МГРП, ПВЛГ);
- стандарт «Порядок формирования годовых, квартальных и месячных ГТМ для обеспечения добычи нефти».

В рамках внедрения действующих НМД, распространения знаний и повышения компетенции специалистов в компании организован и систематически проводится внутренний курс обучения по указанным документам и навыкам работы в ИС «Подбор ГТМ». За 1 квартал 2017 г. было обучено шесть групп – более 60 специалистов различных дочерних обществ компании.

Создание цифровой ИС «Подбор ГТМ»

Метод решения задач представляет собой основанную на разработанных базовых алгоритмах и задаваемых критериях обработку массива цифровых данных, подбор и расчет ГТМ, включая экономическую эффективность, ранжирование кандидатов и выдачу ориентированного результата – потенциальное число ГТМ и их рейтинг. Были определены следующие цели и задачи:

- повышение культуры инженерного подхода: консолидация расчетных модулей в одной форме –

подбор и расчет ГТМ, расчет профилей дополнительной добычи, оценка экономики, моделирование сценарных условий выполнения программы ГТМ под целевые уровни добычи нефти;

– автоматизация процессов по первичному подбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ: на основе разработанных базовых алгоритмов и задаваемых критерии проводятся обработка массива цифровых данных, подбор и расчет ГТМ, ранжирование скважин-кандидатов и выдача ориентированного результата;

– оперативное получение результата: скорость расчетов всего фонда скважин на пилотном проекте Приобское месторождение (ЮЛТ) – 2200 скважин за 9 мин;

– повышение качества подбора скважин-кандидатов для проведения ГТМ: сокращение времени инженера на первичный отбор скважин-кандидатов и переориентирование его на экспертизу – анализ и рассмотрение потенциальных скважин-кандидатов;

– информативность процесса, работа в режиме online: становятся доступными входные данные, результаты расчетов, ведутся процессы согласования с сохранением истории принятия решений и информации;

– унификация подхода к планированию программ ГТМ для сквозной приоретизации по всем обществам компании;

– создание основы для качественного формирования комплексного проекта развития актива: систематическое ведение расчетов в ИС «Подбор ГТМ» позволяет оценить потенциал, получить ранжированный список скважин-кандидатов для разработки программ ГТМ на долгосрочный период (ГРП, ЗБС, ПВЛГ).

Цифровые базы данных по скважинам, месторождениям

В настоящее время можно отметить тенденцию к улучшению качества цифровых баз данных, практически не осталось бумажных носителей информации. Созданы службы, контролирующие актуализацию цифровых баз данных в режиме реального времени.

Для подбора ГТМ в ИС «Подбор ГТМ» используются следующие цифровые базы данных.

- Карты по геологии и разработке:

- начальной нефтенасыщенной толщины
- остаточной нефтенасыщенной толщины (ОННТ);
- проницаемости;
- текущей насыщенности/прогнозной обводненности;
- изобар;

- контуров фильтрации нефти и воды.
- Данные по скважинам:
 - результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС);
 - траектории скважин;
 - базы данных перфораций;
 - технологические режимы и месячные эксплуатационные рапорты за всю историю;
 - координаты пластопересечений, устьев;
 - результаты компенсации отборов закачкой по элементам заводнения;
 - PVT-свойства, модифицированные относительные фазовые проницаемости, справочник пластов.
- Данные по ГРП:
 - база ГРП за всю историю;
 - дизайны трещины ГРП;
 - масса проппанта.
- Данные о техническом состоянии скважин:
 - информация по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) о негерметичности эксплуатационных колонн, заколонной циркуляции, источниках обводнения;
 - неработающий/аварийный фонд;
 - состояние текущего забоя.

Вся цифровая информация по мере актуализации интегрируется в ИС «Подбор ГТМ» ответственным пользователем, процесс загрузки информации происходит практически мгновенно на единый сервер, после чего она становится доступной для всех пользователей компании.

Алгоритмы и критерии подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП

Подбор и расчет скважин-кандидатов для проведения ГРП включает пять основных действий:

- выбор скважин;
- оценка критериев и рисков выполнения ГРП;
- анализ работы окружающих скважин;
- расчет эффективности (оценка потенциала, расчет профиля дополнительной добычи нефти, экономическая оценка);
- формирование рейтинга скважин-кандидатов.

Алгоритм выбора скважин для проведения повторного ГРП (выявления скважин со снижением продуктивности) включает следующие операции [1, 2].

- По скважине на конкретный пласт находится дата последнего ГРП (источник информации – база данных по фрактистам).

- Определяются параметры работы на псевдоуставившемся режиме (ПУР) после предыдущего ГРП:

- рассчитывается или задается время выхода скважины на ПУР;
- определяются параметры работы на ПУР (программа выбирает интервал с минимальным отклонением дебита жидкости за период);
- на ПУР моделируется закон Дюпии путем адаптации проницаемости.

- Анализируются параметры работы на текущем режиме:

- определяются абсолютная и относительная величины отклонения дебита нефти на текущем режиме от величины на ПУР;
- по факторному анализу определяются значения и причины изменения дебитов нефти за счет пластового давления, забойного давления, снижения продуктивности и изменения обводненности;
- определяется текущий скин-фактор путем расчета по закону Дюпии на адаптированную проницаемость на ПУР, причем ключевым фактором является величина текущего пластового давления и его изменение вследствие ПУР.

Если произошло снижение дебита и пластового давления, то факторный анализ показывает, насколько снизился дебит нефти за счет изменения пластового давления, насколько – за счет продуктивности, затем с учетом изменения пластового давления рассчитывается текущий скин-фактор.

- Выявляются скважины со сниженной продуктивностью:

- по увеличению скин-фактора с момента предыдущего ГРП;
- по результатам факторного анализа (отмечаются потери нефти за счет снижения продуктивности).

Пример выбора скважин со снижением продуктивности для проведения ГРП представлен на рис. 1.

Алгоритм выявления скважин с неоптимальной геометрией трещины ГРП следующий.

- Анализ существующей трещины ГРП. По базе данных определяются масса закачанного проппанта и параметры созданной трещины: полудлина x_f , ширина w_f , достигнутый скин-фактор.

- По РИГИС или по карте эффективных толщин объекта разработки определяется эффективная толщина пласта.

- Вычисляется закачанная масса проппанта на 1 м толщины пласта. Этот параметр позволяет опера-

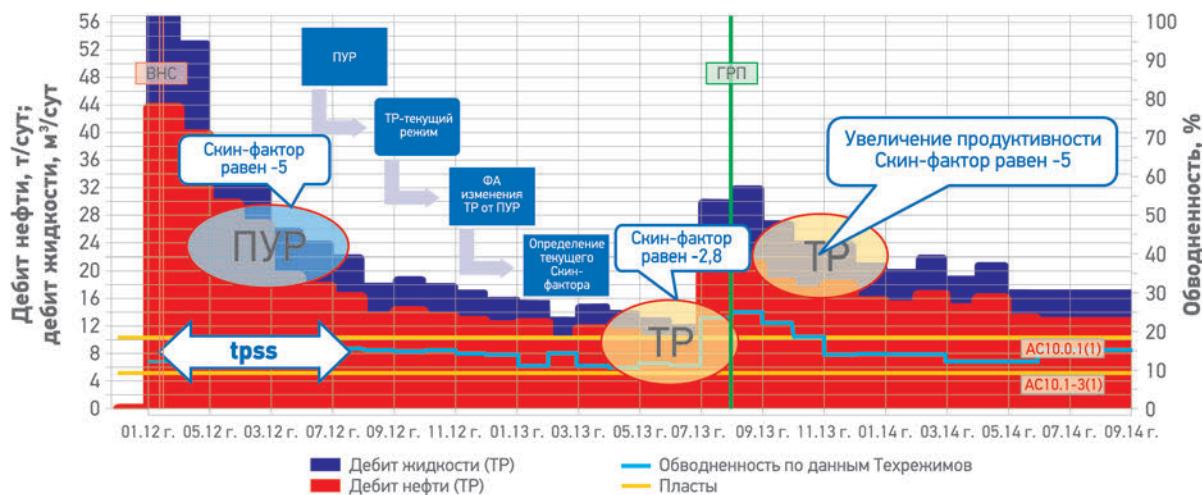


Рис. 1. Выявление скважин со снижением продуктивности
(ВНС – ввод новых скважин)

тивно найти скважины, где выполнен мини-ГРП или неоптимальный ГРП. Проведение повторного ГРП в данных скважинах позволяет создать более длинную трещину и увеличить площадь дренирования запасов. Пример выбора скважин для оптимизации трещин ГРП представлен на рис. 2.

Выбор скважин для интенсификации, где требуется провести первый ГРП или приобщить пласт с ГРП (рис. 3), осуществляется по следующему алгоритму.

- Выявляются скважины и пласти для рассмотрения возможности проведения первого ГРП.

- Выявление пропущенных пластов для приобщения с ГРП.

После того, как определены скважины со снижением продуктивности, скважины, в которых требуется проведение оптимизации геометрии трещины, и скважины, где есть возможность провести интенсификацию (первый ГРП), осуществляется тестирование на критерии применимости ГРП.

- Расчет остаточных извлекаемых запасов по картам остаточных нефтенасыщенных толщин с учетом контура питания скважин. ГРП – высокозатратная операция, очень важно определить на-

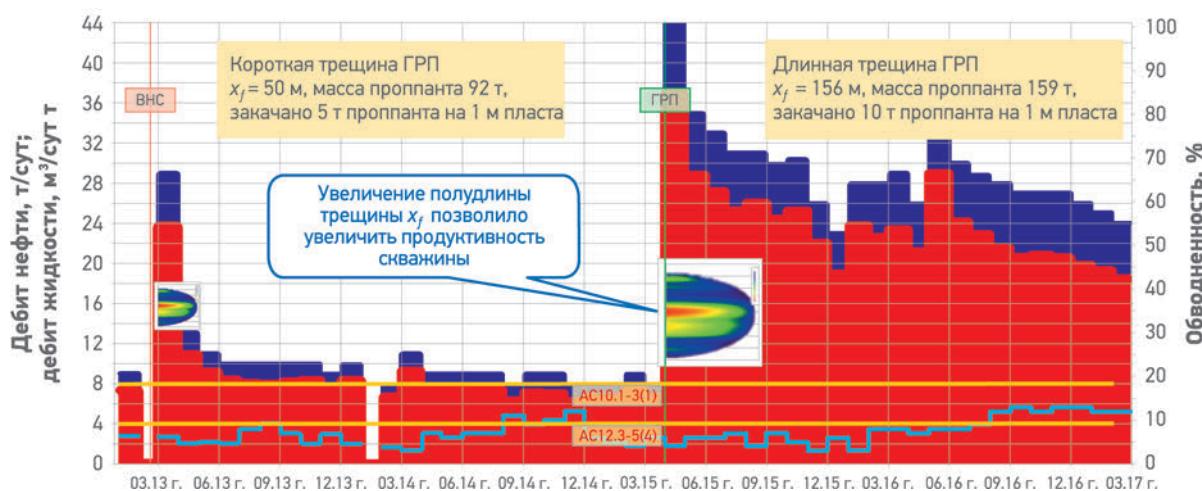


Рис. 2. Выбор скважин для оптимизации существующей трещины ГРП
(условные обозначения те же, что и на рис. 1)

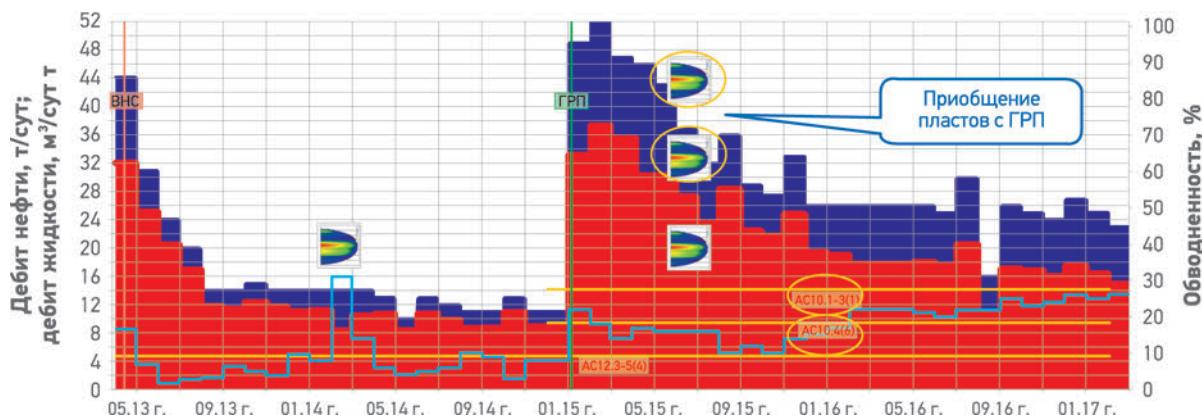


Рис. 3. Выбор скважин для интенсификации и приобретения пластов с ГРП
(условные обозначения те же, что и на рис. 1)

личие запасов, чтобы обеспечить окупаемость мероприятия.

- Оценка толщины глинистой перемычки по РИ-ГИС. ИС «Подбор ГТМ» позволяет оценивать наличие рисков прорыва трещины ГРП в водонасыщенные пласти. Определяется толщина глинистой перемычки между нефте- и водонасыщенной частями пласта, что позволяет инженеру вывести скважины в отдельную группу риска и учитывать данные для расчета дизайна ГРП.

- Оценка рисков прорыва фронта нагнетаемой воды (ФНВ). ИС «Подбор ГТМ» дает возможность оценить риски прорыва ФНВ по расположению добывающей скважины относительно нагнетательных с учетом регионального стресса и роста трещины автоГРП, а также по расстоянию до контура нагнетания.

- Оценка технического состояния скважины. Из базы данных ПГИ подгружается информация по наличию негерметичности эксплуатационной колонны, заколонных перетоков, источнику обводнения. По неработающему фонду скважин подгружаются данные о состоянии текущего забоя, наличии аварий, отсутствии дорог, проблемах обустройства и др.

- Оценка пластового давления и компенсации отборов закачкой. По данным карты изобар или результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (задаются инженером) считывается значение текущего пластового давления по скважине. На момент расчета загружается информация по текущей и накопленной компенсации отборов закачкой по данным блочно-факторного анализа. Если значение

меньше критического, то по скважине определяется риск по пластовому давлению и интерференции.

- Оценка остановочных параметров. ИС «Подбор ГТМ» позволяет вывести скважины с текущим дебитом нефти и обводненностью выше или ниже определенной величины в отдельную категорию. Например, скважины с высоким остановочным дебитом можно отнести к кандидатам на перспективу.

По каждой скважине оцениваются критерии применимости ГТМ с присвоением системы рисков. Это позволяет ранжировать скважины-кандидаты для проведения ГТМ.

Завершающим этапом подбора скважин с помощью ИС «Подбор ГТМ» является оценка эффективности ГТМ, которая включает:

- расчет потенциальных дебитов жидкости и нефти;
- расчет профиля дополнительной добычи нефти, жидкости, газа, закачки;
- оценку экономических показателей.

Алгоритмы и критерии подбора скважин для ЗБС, ЗБГС с МГРП

ЗБС, в том числе ЗБГС с МГРП, направлены на выработку остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). Очевидно, что основной задачей является поиск участков (содержащих ОИЗ) с низкой выработкой, в которых проницаемость, прогнозная обводненность, текущее пластовое давление позволяют получить рентабельные притоки нефти. Для решения данной задачи выполняются следующие мероприятия [1, 2]:

- Построение карты остаточных нефтенасыщенных толщин. Очень важным моментом является

учет наличия трещин ГРП, отбора и закачки по направлению этих трещин, отбора запасов и закачки по траектории горизонтального ствола. Влияние этих факторов дает возможность более точно определить наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве.

- Построение карты выработки запасов. Наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве не позволяет утверждать, что эти запасы извлекаемые. Как известно, достигаемый коэффициент извлечения нефти месторождений составляет в среднем 0,3. Поэтому очень важно оценить выработку запасов и найти такие участки, где имеются ОИЗ, но текущая выработка низкая.

- Построение карты прогнозной обводненности с учетом фактических данных по существующим скважинам и по расчетным данным в проектных целях. Каждой проектной цели в межскважинном пространстве соответствует своя текущая выработка, и, если учитывать влияние пусковой обводненности в существующих скважинах на нулевую выработку запасов, то можно рассчитать влияние прогнозной обводненности в межскважинном пространстве на текущую выработку. Скважины с перетоками, негерметич-

ностью эксплуатационной колонны исключаются из прогноза.

- Расчет и подбор скважин для ЗБС по проектным целям (рис. 4).

Структура подбора и расчета включает пять основных операций:

- выбор потенциального фонда скважин для ЗБС;
- выбор потенциальных проектных целей/ячеек;
- оценка критериев и рисков ЗБС для проектных целей;

- расчет эффективности: оценка потенциала, определение профиля дополнительной добычи нефти, оценка экономических показателей;

- формирование рейтинга скважин-кандидатов.

ИС «Подбор ГТМ» позволяет осуществлять выбор потенциального фонда для проведения ЗБС, ЗБГС.

- Добывающие скважины: инженером-пользователем вводится минимальный текущий дебит нефти, на основании которого выбираются потенциальные скважины и классифицируются причины выбора скважин для ЗБС (аварийный фонд, зона низких фильтрационно-емкостных свойств).

- Нагнетательные скважины. Выбираются скважины с низкой накопленной закачкой.

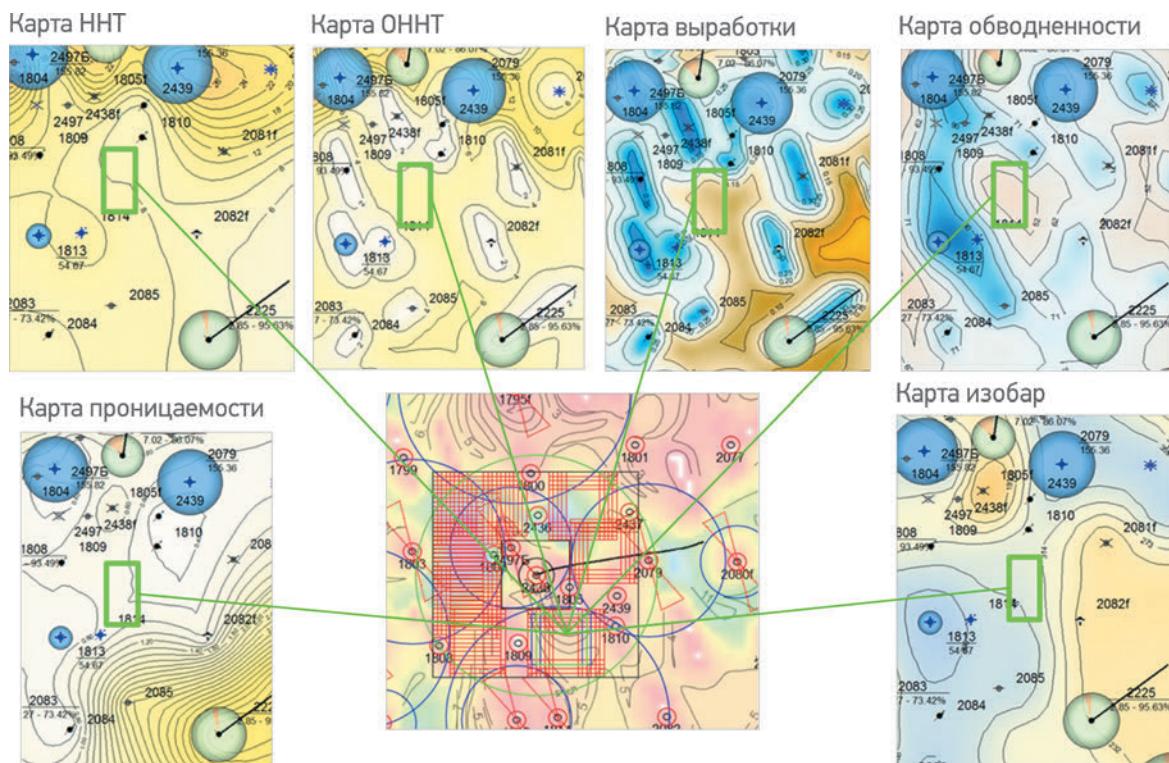


Рис. 4. Расчет и выбор оптимальной проектной цели для ЗБГС (ОННТ – остаточные нефтенасыщенные толщины!)

- Транзитные скважины.

Проводятся выбор и размещение потенциальных проектных целей/ячеек для ЗБС вокруг «материнского» ствола рассматриваемых скважин:

– выбирается произвольный размер проектных целей ячеек, например:

- ✓ ячейка 50×50 м с шагом 25 м для ЗБС с ГРП;
- ✓ ячейка 150×300 м с шагом 25 м для ЗБГС с МГРП (длина 300м и три МГРП);

– задаются границы размещения ячеек – минимальное расстояние и максимальный отход от «материнского» ствола;

– задается условие расположения ячеек при наличии минимальных ОННТ;

– задается расстояние до нефтяных/нагнетательных скважин.

Затем проводятся тестирование каждой проектной цели на критерии применимости ЗБС и расчет потенциальных дебитов. Для этого ИС «Подбор ГТМ» считывает значения анализируемых параметров с карт геологии и разработки для каждой проектной цели и осуществляет тестирование, далее выбираются цели для проведения ЗБС (см. рис. 4). Опти-

мальной считается зеленая ячейка, синие ячейки – риск отсутствует, дебит нефти рентабелен, красные ячейки – имеются риски по ФНВ, сиреневые – нерентабельные. По результатам расчетов выбирается оптимальная цель для проведения ЗБС, ЗБГС.

Модуль согласования скважин-кандидатов для проведения ГТМ в ИС «Подбор ГТМ»

Создан модуль «Согласование ГТМ» в ИС «Подбор ГТМ», в котором на основе процессов актуализированного стандарта проводится процесс согласования рассчитанных ГТМ между ответственными специалистами компаний ведутся базы данных, согласованных ГТМ. Результаты работ (авторство, расчеты) остаются в банке данных по скважинам, накапливается преемственность информации для последующих решений.

По результатам согласования формируется программа ГТМ на последующий период с учетом проведенных расчетов и ранжирования по эффективности. Пример выполнения ЗБГС для выработки остаточных запасов приведен на рис. 5.

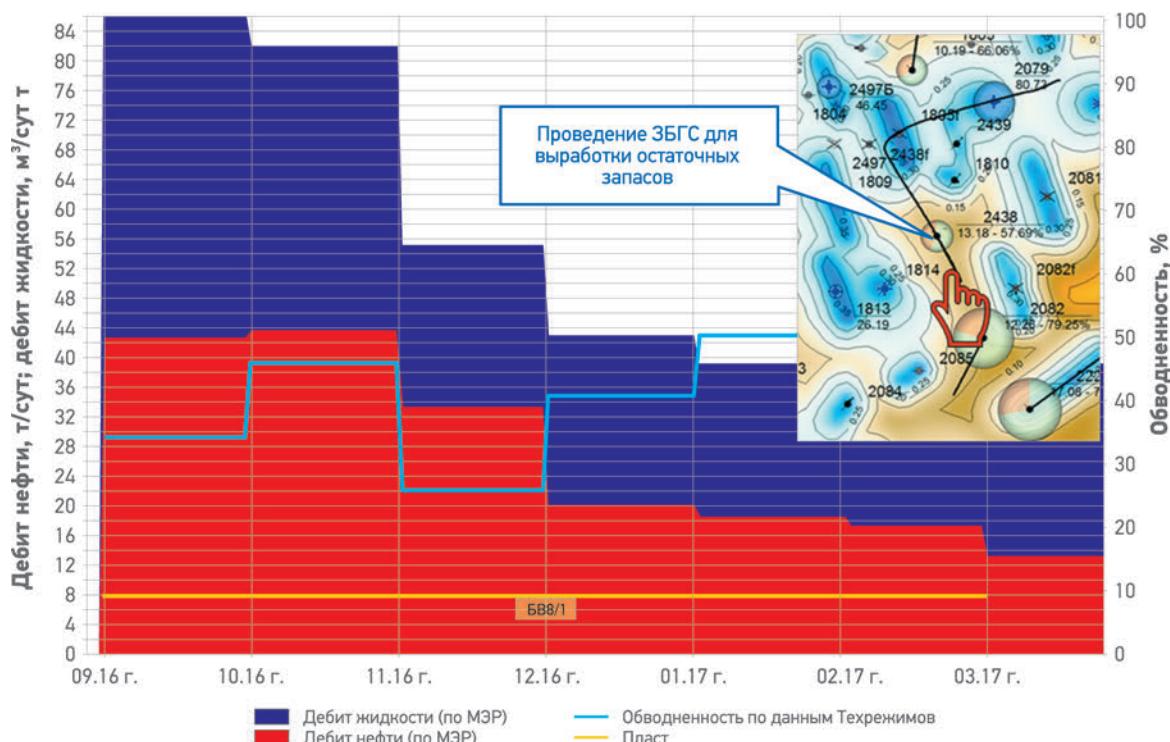


Рис. 5. Пример реализации программы ГТМ по ЗБГС для выработки остаточных запасов

Заключение

Применение информационных технологий в процессе формирования программ ГТМ позволяет повысить культуру инженерного подхода, автоматизировать процессы по первичному подбору скважин для проведения ГТМ, оперативно получать данные по месторождениям с большим фондом скважин, повысить качество подбора скважин для проведения ГТМ, сделать процесс информативным в режиме реального времени.

Новизна проекта заключается в разработке алгоритмов и критериев подбора ГТМ, интегрированных в цифровую информационную систему «Подбор ГТМ». Созданная ИС «Подбор ГТМ» на Web интерфейсе позволяет пользователям работать в режиме online, за счет чего процесс формирования ГТМ проходит на более качественном уровне, расчеты, обмен информацией и сохранение истории принятия решений по ГТМ осуществляются в единой системе.

Новые качественные возможности электронной разработки активов (ЭРА) в проекте ИС «Подбор ГТМ»

создают основу для эффективного планирования комплексного развития актива: оцениваются потенциал и рейтинг мероприятий. На пилотном проекте – Приобском месторождении (ЮЛТ) – по результатам, полученным в 2015 г., добыча нефти от проведения ГРП увеличилась на 33 %, в 2016 г. – на 54 % по сравнению с плановыми показателями. Достигнут исторический максимум по вовлечению 11 % действующего (базового) фонда для проведения ГРП (260 скважин), это является одним из важных факторов, влияющих на эффективную выработку запасов углеводородов и снижение темпов падения добычи нефти.

Реализованная цифровая информационная система является уникальной, аналогов ей не существует.

В 2017 г. начата промышленная эксплуатация и тиражирование ИС «Подбор ГТМ» на основных месторождениях текущих активов компании «Газпром нефть».

Список литературы

1. Создание цифровых информационных систем для оптимизации процесса формирования комплексных программ ГТМ /А.А. Ситников, А.А. Пустовских, Р.Н. Асмандияров [и др.]// SPE 176561. – 2015.
2. Формирование геолого-технических мероприятий на Приобском месторождении (ЮЛТ) с помощью цифровых информационных систем/А.А. Ситников, А.А. Пустовских, Р.Н. Асмандияров [и др.]//SPE 182124. – 2016.

Reference

1. Sitnikov A.A., Pustovskikh A.A., Asmandiyarov R.N. et al., Digital information systems creation for optimization of complex geotechnical jobs programs formation process for JSC Gazprom Neft oilfields (In Russ.), SPE 176561, 2015.
2. Sitnikov A.A., Pustovskikh A.A., Asmandiyarov R.N. et al., Well interventions program preparation by means of digital information systems at the Southern Priobskoye field (In Russ.), SPE 176561, 2015.

ПОТЕНЦИАЛ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ РФ

Н.Г. Главнов, М.Г. Дымочкина, к.т.н., Е.И. Литвак, М.В. Вершинина

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

Адрес для связи: Glavnov.NG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: диоксид углерода, запасы газа, генезис, выбросы углекислого газа

Sources of carbon dioxide supply for EOR operations in Russia

N.G. Glavnov, M.G. Dymochkina, E.I. Litvak, M.V. Vershinina (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

This paper presents complied information on sources of carbon dioxide for enhanced oil recovery projects. Specific properties and limitation of source influence on the efficiency of carbon dioxide capture or production. Natural sources in Russia are insufficient for large-scale realization of EOR project, but there are huge volumes of gaseous emissions from different industrial plant.

Keywords: carbon dioxide, gas reserves, genesis, gaseous emissions

Введение

В энергетической стратегии России на период до 2035 года отмечено, что нерациональное недропользование, в частности низкий уровень коэффициента извлечения нефти (КИН), относится к числу основных проблем развития нефтяного комплекса страны. Для решения данной проблемы необходим переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному направлению развития нефтедобывающей отрасли с формированием длинных технологических цепочек и наполнением их инновационными технологиями [1]. Одной из таких технологий является технология увеличения КИН путем закачки в нефтяной пласт диоксида углерода (CO_2).

Диоксид углерода при закачке в пласт (в смешивающемся режиме) обеспечивает снижение остаточной нефтенасыщенности и вязкости нефти, что способствует более эффективному вытеснению ее из пласта, в то же время происходит увеличение вязкости пластовой воды, приводящее к снижению ее подвижности. Как следствие, закачка CO_2 именно после применения заводнения позволяет увеличивать КИН до 20 % от достигнутого с применением первичных методов.

К настоящему времени в мире уже накоплен опыт промышленной реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи с применением CO_2 с доказанной экономической эффективностью. По опубликованным данным на начало 2015 г. только в США существует более 80 проектов разработки нефтяных месторождений с закачкой CO_2 , характеризующихся положительным NPV, а суммарный прирост добычи нефти составляет более 15 млн т/год, или 3 % общей добычи нефти в США [2].

Свойства CO_2 позволяют использовать его для увеличения КИН в достаточно широком диапазоне геолого-физических свойств нефтяных пластов. Основными условиями эффективного взаимодействия CO_2 с пластовыми флюидами является глубина более 700 м и температура выше 31 °C. Но при этом для получения 1 т дополнительно добытой нефти требуется в среднем 1 000 м³ чистого CO_2 . Поэтому наличие достаточного объема диоксида углерода для реализации проекта является ограничивающим и наиболее весомым фактором, влияющим на рентабельность применения данной технологии.

Диоксид углерода может быть получен как из природных залежей, так и из промышленных источ-

ников (техногенный CO_2). В США сосредоточены крупнейшие из известных в настоящее время месторождений природного CO_2 , суммарный объем запасов которых превышает 1 трлн m^3 (рис. 1) [3-6], и именно этот фактор существенно повлиял на масштабное развитие технологии в Северной Америке.

Параллельно с задачей увеличения КИН при разработке нефтяных месторождений с применением технологии закачки CO_2 может быть решен ряд важнейших экологических задач: утилизация нефтяного газа путем его сжигания и последующего выделения CO_2 для закачки в продуктивные нефтяные пласты; сбор и использование выбросов CO_2 , в большом количестве образующихся в качестве газообразных отходов различных производств (энергетики, металлургии, химической промышленности); соблюдение международных конвенций по контролю климатических изменений. В рамках Киотского протокола 1990 г. и Конференции ООН по климату в Копенгагене 2009 г. было объявлено, что Россия берет на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов на 15-25 % к 2020 г. относительно уровня 1990 г., поэтому утилизация промышленного CO_2 – основного парникового газа, является крайне актуальной задачей.

Несмотря на высокие затраты, неизбежно сопровождающие любой крупный инновационный проект, ПАО «Газпром нефть» рассматривает развитие технологии использования CO_2 для увеличения нефтеотдачи и параллельное снижение экологических рисков как одно из приоритетных направлений технологического развития компании.

На текущий момент в России в отличие от США не открыты месторождения природного CO_2 , в основном он присутствует в недрах в виде попутного компонента углеводородных газов. На Государственном балансе РФ на 01.01.2015 г. числились четыре месторождения с запасами CO_2 (C_1+C_2), равными 601,6 млрд m^3 при средней концентрации CO_2 – 13,9 %. При этом 99,1 % запасов сосредоточено в Астраханской области (Астраханское, Западно-Астраханское месторождения), 0,9 % – на шельфе Баренцева моря (Поморское, Северо-Гуляевское месторождения) [7].

Поскольку наличие CO_2 в необходимом объеме и непрерывность его поставок являются первоочередными условиями успешной реализации проекта по увеличению нефтеотдачи, при первичной оценке проектов большое внимание должно уделяться как поиску природных источников диоксида углерода, так и анализу способов получения техногенного CO_2 .



Месторождение	Содержание CO_2 , %	Запасы газа, млрд m^3		Добыча газа, млрд $\text{m}^3/\text{год}$
		начальные	текущие	
1 McElmo	98	850	283	12
2 Jackson	99	0	311	10
3 Bravo	99	850	227	3
4 Sheep	97	425	~0	1
5 DoeCanyon		42	23	1
6 St.John's	95	453	232	0
7 Kevin	93	170	20	0
8 Escalante	99	0	28	0
9 Gordon Cr.	99	40	28	0
Итого:		2 829	1 152	26

Рис. 1. Схема проектов по повышению нефтеотдачи путем закачки CO_2 и месторождений – источников CO_2 на территории США [6] (красными линиями обозначены трубопроводы)

Природные источники и генезис CO_2

В естественной среде диоксид углерода в виде примесей присутствует во всех подземных флюидах, включая углеводороды. По типу генезиса природный CO_2 разделяется на три основные разновидности: органогенный, метаморфический и вулканогенный (или эндогенный). Они отличаются не только происхождением, но и концентрацией в газе устойчивого изотопа углерода ^{13}C , который позволяет CO_2 сохраняться в неизменном виде, несмотря на высокую реактивность [8, 9].

Под органогенным CO_2 понимается углекислота, образованная при различных биохимических и химических процессах, происходящих с органическим веществом и углеводородными газами. Количество органогенного CO_2 составляет 90 % всего количества существующего диоксида углерода на планете. Он практически не способен накапливаться в самостоятельном виде, вступая в реакцию с пластовой водой, горными породами, и содержится в виде попутного компонента в углеводородных флюидах в концентрации до 5 %. Из-за столь незначительной концентрации его запасы не представляют промышленного интереса и не могут быть использованы для закачки с целью увеличения нефтеотдачи [10, 11].

Метаморфический CO_2 образуется в результате преобразования карбонатных пород под действием высоких давления и температуры и характеризуется отсутствием примесей, в том числе сероводорода, что очень важно для обеспечения эффективности процесса вытеснения нефти. Метаморфический CO_2 может содержаться как в виде примесей, так и в свободном виде, концентрация его может достигать 95 % и более [12].

В России именно с метаморфическим диоксидом углерода связаны наиболее крупные известные скопления CO_2 – месторождения Астраханского и Сургутского сводов. При этом, если на месторождениях Астраханского свода он содержится в виде примеси углеводородного газа концентрацией до 25 %, то на месторождениях Сургутского свода его концентрация достигает 97 % (например, Межевское месторождение Каймысовской нефтегазоносной области). Данное месторождение приурочено к базальным горизонтам мезозойского платформенного чехла, залегающего непосредственно на гранитах. Вокруг Межевского гранитного массива развита карбонатная палеозойская толща, которая и является источником метаморфического CO_2 . Территория

Сургутского свода очень перспективна для анализа процессов генезиса и накопления природного диоксида углерода, а также для его добычи с целью использования для увеличения нефтеотдачи. Однако, несмотря на то, что палеозойские карбонаты развиты на обширной территории, проявления CO_2 носят локальный характер, обусловленный особенностями процесса метаморфизма. Поэтому прогнозирование подобных залежей и оценка их ресурсного потенциала вызывают большие трудности [13–15].

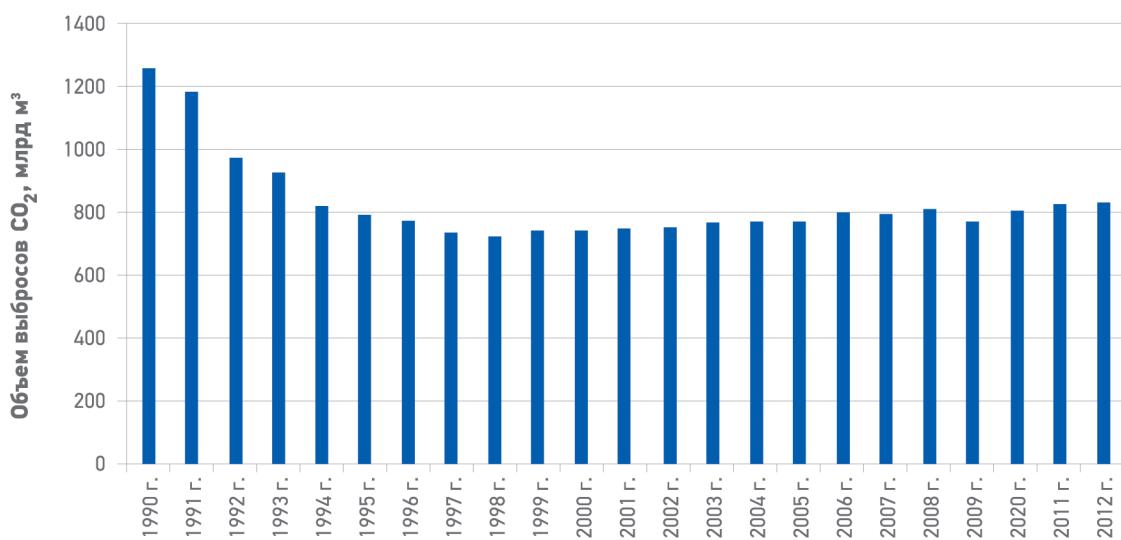
С вулканогенным CO_2 связаны самые крупные месторождения в мире, в них концентрация CO_2 достигает 100 %. Примерами таких месторождений являются Sheep Mountain, McElmo Dome, Jackson Dome в США, Repcelak и Mihalyi в Венгрии. Формирование подобных месторождений происходит под влиянием следующих факторов [16]:

- 1) проявления современного вулканизма, в результате которых поступает поток ювенильной кислоты; высокие температуры потока (выше 100 °C) и наличие тяжелых изотопов обеспечивают сохранность CO_2 при его миграции;
- 2) наличие на пути газового потока горизонтов (мощные водоносные горизонты, слои вечной мерзлоты, придонные океанические воды), на которых происходит его принудительное охлаждение до температуры ниже 31 °C, при такой температуре CO_2 переходит в жидкую более стабильную фазу.

Образованию месторождений CO_2 в США способствуют активный Тихоокеанский вулканический пояс, обеспечивающий создание потока ювенильной кислоты, а также наличие температурных условий для его охлаждения до жидкости (мощные водоносные горизонты-охладители).

На территории РФ существует как современная вулканическая активность (Камчатка, Курилы), так и погребенные охлажденные вулканы, способные продуцировать поток насыщенной кислоты, а обширная зона многолетнемерзлых пород может обеспечить охлаждение CO_2 до температуры конденсации. Наиболее перспективны в данном направлении Восточная Сибирь и Сахалин [10]. Однако специальные исследования по прогнозированию зон концентрации запасов природного CO_2 и оценка их объемов до настоящего времени не проводились.

В 70–80-е годы XX века в СССР осуществлялись масштабные лабораторные исследования, доказавшие высокую технологическую эффективность использования CO_2 для увеличения КИН [17, 18]: на не-

Рис. 2. Динамика выбросов CO₂ на территории Российской Федерации

которых нефтяных месторождениях (Туймазинском, Ромашкинском и др.) проводились опытно-промышленные работы по вытеснению нефти путем закачки CO₂. Однако, несмотря на высокую перспективность, технология не получила промышленного развития, в частности из-за отсутствия необходимых объемов диоксида углерода.

Техногенные источники CO₂

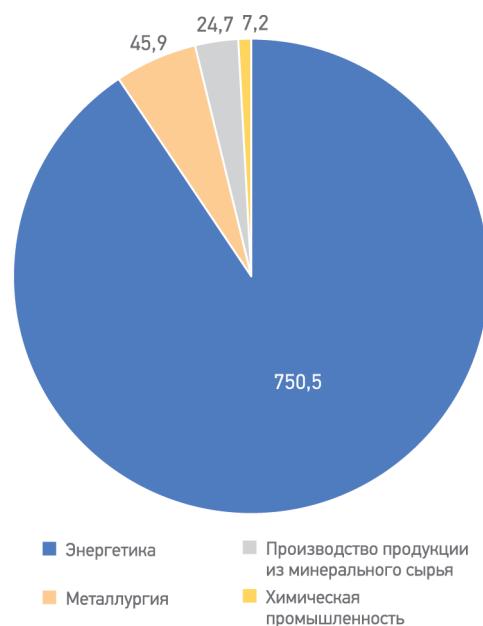
Существующие в России мощности по производству диоксида углерода (как целевого продукта) не способны глобально покрыть потребности нефтяной промышленности в CO₂ как агента для третичных методов повышения нефтеотдачи. Как правило, производство CO₂ в соответствии с потребностями рынка ведется на установках небольшой производительности – до 1000 м³/ч, а территориальная рассредоточенность действующих производителей не позволяет рассматривать их в качестве надежных поставщиков данного ресурса.

В то же время по данным работы [19] объемы выбросов углекислого газа на территории Российской Федерации (без учета землепользования, изменения в землепользовании и лесного хозяйства) варьируются на уровне 800 млрд м³/год (рис. 2), при этом основной объем выбросов CO₂ связан с энергетическим сектором промышленности (рис. 3).

Среди перспективных источников CO₂ выделены различные промышленные процессы, газообразные отходы которых содержат углекислый газ (синтез аммиака, производство этанола методом спир-

того брожения, обжиг известняка (получение негашеной извести), производство тепла и электроэнергии и др.). На основе данных о проектных мощностях и применяемых технологиях вычислены ориентировочные объемы максимальных выбросов диоксида углерода действующих промышленных предприятий России.

Для повышения экономической привлекательности проектов воздействия на пласт с использованием

Рис. 3. Распределение объемов эмиссии CO₂ по секторам промышленности за 2012 г. (млрд м³)

СО₂ для техногенных источников углекислого газа необходимо соблюдение следующих условий.

1. Высокая начальная концентрация углекислого газа. Содержание СО₂ в сбрасываемых газах и побочных продуктах, образующихся в результате химических реакций в промышленных процессах, изменяется от нескольких единиц до 98-99 %. Более высокие концентрации обеспечивают снижение затрат на выделение чистого СО₂.

2. Отсутствие агрессивных примесей, способных вызвать осложнения при дальнейшем выделении диоксида углерода из исходного потока. Наличие нежелательных примесей может привести к появлению в технологической схеме дополнительных стадий очистки, негативно влияющих на экономику проекта.

3. Повышенное начальное избыточное давление, которое ведет к уменьшению габаритов применяемой аппаратуры.

4. Достаточные потенциальные объемы производства СО₂, позволяющие улучшить эффективность проекта за счет эффекта масштаба и локализации производства.

5. Относительно небольшая удаленность от традиционных и перспективных регионов нефтедобычи. Удаленность напрямую влияет на капитальные вложения и эксплуатационные затраты на транспорт СО₂.

Ни один из рассмотренных источников СО₂ не удовлетворяет всем изложенным выше условиям одновременно. Так, в рассмотренных авторами процессах наиболее высокая концентрация СО₂ наблюдается в газах брожения (до 98 %), выделяющихся как побочный продукт при производстве этилового спирта, а максимальные объемы – при выработке тепловой и электрической энергии (при концентрации СО₂ менее 20 %). Объемы образующегося диоксида углерода на крупнейших объектах энергетики могут достигать десятков миллиардов кубических метров в год, что соизмеримо с уровнем добычи чистого СО₂ в США.

Тем не менее в соответствии с проведенными исследованиями наиболее перспективным источником углекислого газа с точки зрения объемов, доступности и распространенности является дымовой газ, образующийся в результате сгорания органического топлива и продуктов его переработки. Содержание СО₂ в продуктах сгорания составляет

приблизительно 9–16 % в зависимости от используемого топлива. Остальной объем в смеси занимает преимущественно азот. Более высокие концентрации СО₂ наблюдаются при сжигании твердых горючих ископаемых, однако при этом в продуктах горения, как правило, содержится большое количество нежелательных примесей (сернистый ангидрид и др.). Невысокая концентрация диоксида углерода и низкое давление дымовых газов делают стадию выделения СО₂ из смеси газов наиболее затратной составляющей производства.

Наряду с дымовыми газами тепловых и электрических станций в качестве источника СО₂ для повышения нефтеотдачи могут рассматриваться дымовые газы, образующиеся при сжигании нефтяного газа в случае, когда другие способы его рационального использования нерентабельны.

Еще одним направлением, способствующим повышению экономической эффективности производства СО₂ в промышленных масштабах, является исследование в области получения чистого дешевого кислорода в больших объемах для дальнейшего его использования при сжигании топлива, что позволит полностью отказаться от выделения углекислого газа из смеси дымовых газов.

Заключение

В условиях постоянного увеличения трудноизвлекаемых запасов, которые иногда превышают половину суммарных запасов в России, актуальными становятся методы, позволяющие повысить КИН после применения заводнения. Одним из таких методов является закачка углекислого газа в пласт в смешивающемся режиме. Потенциально извлекаемые запасы с применением данной технологии только на активах ПАО «Газпром нефть», по предварительной оценке, превышают 500 млн т, для их извлечения требуется 500 млрд м³ чистого СО₂. Известные на текущий момент объемы запасов природного СО₂ не удовлетворяют потребности нефтяной промышленности. С учетом требований к техногенным источникам СО₂ перспектива реализации технологии закачки углекислого газа связана с использованием дымового газа при непрерывном совершенствовании процессов и технологий выделения СО₂ из смеси газов, что также может существенно сократить его выбросы в атмосферу.

Список литературы

1. <http://www.scrf.gov.ru/security/economic/document122/>
2. Leena Koottungal. 2014 worldwide EOR survey // Oil&Gas Journal. – 2014. – April 7. – P. 79-91.
3. Natural CO₂ Reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO₂ Sequestration/ R. Allis, T. Chidsey, W. Gwynn, C. Morgan//Proceeding of the First National Conference on Carbon Sequestration, 14-17 May 2001, DOE NETL, Washington, DC.
4. Campbell J.A. Carbon dioxide resources of Utah: Utah Geological and Mineral Survey Report of Investigation. – 1978. – 36 p.
5. De Bruin R.H. Wyoming's carbon dioxide resources. Open File Report 91-6, Geological Survey of Wyoming. – 1991. – 20 p.
6. DiPietro P., Balash P.,Wallance M. A note on Sources of CO₂ Supply for EOR operations, SPE Economics&Management. – 04/2012.
7. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Азот, Углекислый газ. – М. – 2015. – Вып. 88. – 77 с.
8. Зорькин Л.М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) http://www.geosys.ru/images/articles/Zorkin_1_2008.pdf.
9. Панкина Р.Г., Мехтиева В.Л. Происхождение кислых газов (H₂S и CO₂) и прогнозирование их содержания в углеводородных скоплениях//Обзор МИНГео СССР, ВНИИГНИ, ВНЭМС. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа, 1983. – 54 с.
10. Яшенкова Л.К. Характеристика распространения и критерии прогноза природных запасов CO₂ в нефтегазоносных провинциях России и за рубежом. – СПб.: ВНИГРИ, 2016. – 30 с.
11. Галимов Э.М. Проблемы геохимии углерода // Геохимия. – 1988. – № 2. – С. 258-279.
12. Генезис CO₂ и прогноз его содержания в газах юга Западной Сибири (по изотопным данным)/ С.М. Гуриева, С.П. Максимов, Р.Г. Панкина [и др.]//Геология нефти и газа. – 1982. – № 11. – С. 22-27.
13. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири/ А.Э. Конторович, И.А. Иванов, А.Е. Свешников [и др.]// В сб. научных трудов. Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1991. – С. 152-171.
14. Абросимова О.О., Губа А.В. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Межевского свода (Новосибирская область) // Известия ТПУ. – 2013. – № 1. – Т. 322. – С. 40-45.
15. Абросимова О.О., Белова Е.В. Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты// Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 17-21.
16. Малышев А.И. Газовый фактор в эндогенных процессах: Автoref. на соиск. уч. степ. докт. геол.-мин. наук. – Екатеринбург, 2011. – 20 с.
17. Ненартович Т.Л. Фазовые равновесия двуокиси углерода с углеводородами и из влияние на вытеснение нефти: Автoref. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – М., 1991. – 27 с.
18. Вытеснение из пористой среды рассеянного углеводородного конденсата газообразным диоксидом углерода/А.Ю. Намиот, Т.Л. Ненартович, М.А. Пешкин, Р.М. Тер-Саркисов// Тр. ин-та/ВНИИнефть. – 1986. – Вып. 97. – С. 33-37.
19. http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/inventory_review_reports/application/zip/rus-2014-nir-27may.zip

Reference

1. Energy strategy of Russia for the period up to 2030, URL: http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_%28Eng%29.pdf.
2. Leena Koottungal, 2014 worldwide EOR survey, Oil&Gas Journal, 2014, April 7, pp. 79-91.
3. Allis R., Chidsey T., Gwynn W., Morgan C., Natural CO₂ reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO₂ sequestration, Proceeding of the First National Conference on Carbon Sequestration, 14-17 May 2001, DOE NETL, Washington, DC.
4. Campbell J.A., Carbon dioxide resources of Utah: Utah Geological and Mineral Survey Report of Investigation, 1978, 36 p.
5. De Bruin R.H., Wyoming's carbon dioxide resources. Open File Report 91-6, Geological Survey of Wyoming, 1991, 20 p.
6. DiPietro P., Balash P.,Wallance M., A Note on Sources of CO₂ Supply for Enhanced-Oil-Recovery Operations, SPE Economics and Management, April 2012, pp. 69-74.
7. Gosudarstvennyy balans zapasov poleznykh iskopaemykh Rossiiyskoy federatsii. Azot, Uglekislyy gaz (The state balance of mineral resources of the Russian Federation. Nitrogen, Carbon dioxide), Moscow, 2015, V. 88, 77 p.
8. Zor'kin L.M., Genezis gazov podzemnoy gidrosfery (v svyazi s razrabotkoy metodov poiska zalezhey uglevodorodov) (The underground hydrosphere gases genesis (in connection with the development of methods for the search for hydrocarbon deposits)), URL: http://www.geosys.ru/images/articles/Zorkin_1_2008.pdf.
9. Pankina R.G., Mekhtieva V.L., Proiskhozhdenie kislykh gazov (H₂S i CO₂) i prognozirovaniye ikh soderzhaniya v uglevodorodnykh skopleniyakh (The origin of acid gases (H₂S and CO₂) and the prediction of their content in hydrocarbon clusters), Moscow: Publ. of VIEMS, 1983, 54 p.
10. Yashenkova L.K., Kharakteristika rasprostraneniya i kriterii prognoza prirodnnykh zapasov SO₂ v neftegazonosnykh provintsiyakh Rossii i za rubezhom (Characteristics of the distribution and the criteria for forecasting natural CO₂ reserves in the oil and gas provinces of Russia and abroad), Leningrad: Publ. of VNIGRI.
11. Galimov E.M., Problems of carbon geochemistry (In Russ.), Geokhimiya, 1988, no. 2, pp. 258-279.
12. Gurieva S.M., Maksimov S.P., Pankina R.G. et al., Genezis CO₂ i prognoz ego soderzhaniya v gazakh yuga Zapadnoy Sibiri (po izotopnym dannym) (The genesis of SO₂ and the forecast of its content in the gases of the south of Western Siberia (based on isotope data)), Moscow: Publ. of VNIGNI.
13. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Sveshnikov A.E. et al., Geologicheskie usloviya neftegazonosnosti verkhney chasti paleozoy-skogo razreza Zapadnoy Sibiri (Geological conditions of oil and gas potential of the upper Paleozoic section of Western Siberia), Collected papers "Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza" (Theoretical and regional problems of oil and gas geology), Novosibirsk, 1991, pp. 152-171.
14. Abrosimova O.O., Guba A.V., Seismogeological criteria of oil and gas potential of the zone of contact between the Paleozoic and Mesozoic deposits of the Mezhevskiy arch (Novosibirsk region) (In Russ.), Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2013, V. 322, no. 1, pp. 40-45.
15. Abrosimova O.O., Belova E.V., Reservoirs of hydrocarbons in the erosion-tectonic protrusions of pre-Jurassic rocks in the southeastern part of the West Siberian Plate (In Russ.), Geologiya nefti i gaza = The journal Oil and Gas Geology, 2000, no. 3, pp. 17-21.
16. Malyshev A.I., Gazovyy faktor v endogenennykh protsessakh (Gas/oil ratio in endogenous processes): thesis of doctor of geological and mineralogical sciences, Ekaterinburg, 2011.
17. Nenartovich T.L., Fazovye ravnovesiya dvuokisi ugleroda s uglevodorodami i ikh vliyanie na protsess vytessneniya nefti (Phase equilibria of carbon dioxide with hydrocarbons and their influence on the process of oil displacement): thesis of candidate of technical science, Moscow, 1991.
18. Namot A.Yu., Nenartovich T.L., Peshkin M.A., Ter-Sarkisov R.M., Vytessnenie iz poristoy sredy rasseyannogo uglevodorodnogo kondensata gazoobraznym dioksidom ugleroda (The displacement of the diffuse hydrocarbon condensate from the porous medium by gaseous carbon dioxide), Proceedings of VNIIneft, 1986, V. 97, pp. 33-37.
19. The National Report of the Russian Federation on the Inventory of the Anthropogenic Emissions and Sinks of Greenhouse Gases Not Controlled by the Montreal Protocol for the years 1990-2010, URL: <http://global-climate-change.ru/index.php/en/officialdocuments/nationainventoryreport/197-inventoryreport20092011>.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ШЕЛЬФА ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО И ЧУКОТСКОГО МОРЕЙ НА ОСНОВАНИИ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Г.А. Заварзина, К.Г.-М.Н., Д.С. Шапабаева,
Р.Р. Мурzin, О.А. Захарова, Д.А. Колчанов

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

Адрес для связи: Zavarzina.GA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: шельф, Восточно-Сибирское море, сейсморазведка, аэрогравимагниторазведка, тектоника, Северо-Чукотский бассейн, моделирование углеводородных систем

Tectonic zonation of the East Siberian Sea and Chukchi Sea shelf based on integrated interpretation of geological & geophysical data

G.A. Zavarzina, D.S. Shapabaeva, R.R. Murzin, O.A. Zakharova, D.A. Kolchanov
(Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

The shelf of the East Siberian Sea is currently in the regional exploration stage. Its eastern part remains the least explored by seismic studies. Knowledge about the region's geology was largely shaped by the results produced by geological surveying of the islands and the adjoining mainland as well as gravity and magnetic data interpretation. Tectonic zonation of the Eastern Arctic region is discussed in a limited number of scientific papers. Some papers encompass the entire region, while others focus on its individual areas. Most existing tectonic models rest upon a morphological approach to identifying the key structural elements. Some models are supplemented by characteristics related to the inferred age of the basement. Geoscientists at LLL Gazpromneft Science and Technology Centre have accomplished tectonic zonation of the East Siberian and Chukchi Sea shelf by drawing on the combined evidence from G&G data (marine seismic and airborne gravity and magnetic prospecting, geological surveying of the islands). The studies were conducted with the purpose of identifying prospects and assessing their hydrocarbon potential within the North Wrangel licence block (NWLB).

Keywords: shelf, East Siberian Sea, seismic survey, aerogravity and magnetic survey, tectonic setting, North Chukchi basin, petroleum system modeling

Введение

Шельф Восточно-Сибирского моря находится на региональной стадии изучения. Наименьшей изученностью сейсмическими методами характеризуется восточная часть шельфа. Ранее представления о его геологическом строении базировались в основном на данных геологической съемки островов и прилегающей суши, а также на интерпретации потенциальных полей.

В результате комплексного анализа геолого-геофизических данных (морской сейсморазведки, аэрогравимагниторазведки, материалов геологической съемки островов) специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ» выполнено тектоническое районирование Восточно-Сибирского и Чукотского морей. Проведенные исследования выполнялись с целью выделения перспективных объектов и оценки их нефтегазоносности в пределах Северо-Врангелевского лицензионного участка (СВЛУ).

Общая характеристика геологического строения региона

В тектоническом отношении рассматриваемый регион включает Восточно-Арктическую эпикаледонскую платформу и Новосибирско-Чукотскую эпипозднекиммерийскую плиту (рис. 1). Границей

между этими структурами является региональный разлом Врангеля [1–3].

Складчатый фундамент Восточно-Арктической платформы сложен интенсивно дислоцированными осадочными, магматическими и метаморфическими породами, относящимися предположительно к периоду от верхнего протерозоя до верхнего девона [2, 4–7]. Отложения разреза осадочного чехла по сейсморазведочным данным прогнозируются в диапазоне от нижнего карбона(?) до кайнозоя. Толщина чехла изменяется от 5–12 до 18–20 км, увеличиваясь с юга на север и с запада на восток. Большая часть разреза осадочного чехла представлена отложениями мела и кайнозоя.

На позднекиммерийском складчатом основании Новосибирско-Чукотской плиты залегают осадочные комплексы от апта до кайнозоя. Толщина их составляет 0,5–2 км на поднятиях и до 5–7 км в прогибах.

Таким образом, исходя из структурно-формационного анализа пород, распространенных на прилегающей суше и островном обрамлении, акустический фундамент в пределах СВЛУ объединяет разновозрастные образования от протерозоя до апта-альба нижнего мела, дислоцированные в каледонскую и позднекиммерийскую фазы тектогенеза.

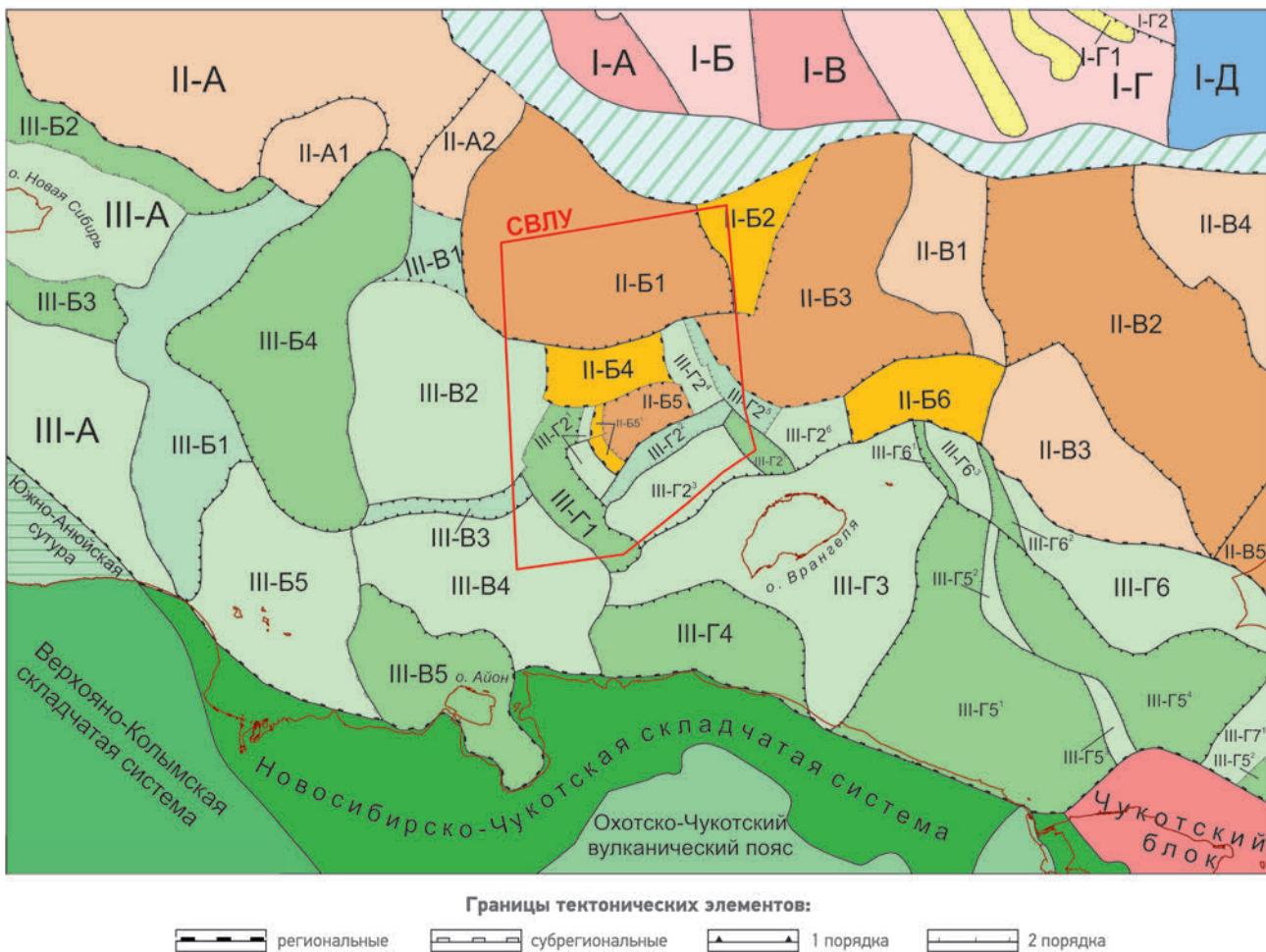


Рис. 1. Схема тектонического районирования Восточно-Сибирского и Чукотского морей в пределах СВЛУ:

I – Центрально-Арктическая область реликтовых структур: I-А – впадина Подводников, I-Б – поднятие Менделеева, I-В – рифт Чарли, I-Г – Чукотское поднятие - I-Г1 – рифт Нортвинд, I-Г2 – хребет Нортвинд, I-Д – Канадская котловина; II – Восточно-Арктическая платформа: II-А – поднятие Де-Лонга - II-А1 – Жаннетский горст, II-А2 – Восточно-Жоховский горст, II-Б – Северо-Чукотский мегапрогиб - II-Б1 – Западная впадина, II-Б2 – Восточно-Сибирская ступень, II-Б3 – Восточная впадина, II-Б4 – Северо-Дремхедская ступень, II-Б5 – Дремхедский грабен - II-Б5¹ – Западно-Дремхедская ступень, II-Б6 – Северо-Врангелевская ступень (прогиб), II-В – Чукотско-Бофорская область, II-В1 – Северо-Чукотское поднятие, II-В2 – трог Ханна, II-В3 – Южно-Чукотское поднятие, II-В4 – свод Барроу, II-В5 – прогиб Колвилл; III – Новосибирско-Чукотская плита: III-А – Котельническое поднятие, III-Б – Новосибирский мегапрогиб, III-Б1 – Благовещенская терраса, III-Б2 – Новосибирский грабен, III-Б3 – Илин-Юрский грабен, III-Б4 – Мельвильская впадина, III-Б5 – Медвежинское поднятие, III-В – Барановско-Певекская зона блоковых поднятий и впадин, III-В1 – Северная терраса, III-В2 – Барановское поднятие, III-В3 – Южно-Барановская седловина, III-В4 – Певекское поднятие, III-В5 – Айонская впадина, III-Г – Врангелевско-Геральдско-Брукская зона блоковых поднятий и впадин, III-Г1 – Пегтымельский прогиб, III-Г2 – Шелагско-Мамонтовское поднятие: III-Г2¹ – Западно-Врангелевский выступ, III-Г2² – Южно-Дремхедская ступень, III-Г2³ – Шелагский свод, III-Г2⁴ – Северо-Шелагский вал, III-Г2⁵ – Западно-Мамонтовская ступень, III-Г2⁶ – Мамонтовский свод, III-Г2⁷ – Песцовский грабен, III-Г3 – поднятие Врангеля, III-Г4 – впадина Биллингса, III-Г5 – Южно-Чукотский прогиб: III-Г5¹ – впадина Шмидта, III-Г5² – выступ Лонга, III-Г5³ – Энурминский свод, III-Г5⁴ – впадина Хоуп, III-Г6 – поднятие Геральда: III-Г6¹ – неизвестный грабен, III-Г6² – грабен Эванса, III-Г6³ – вал Тигара, III-Г7 – поднятие Брукса, III-Г7¹ – вал Коцебу, III-Г7² – впадина Коцебу

Комплексный анализ геолого-геофизических данных

Район СВЛУ характеризуется существенной дифференциацией глубин залегания поверхности складчатого фундамента от 0,5 - 2 км на поднятиях до 12 - 20 км в прогибах.

Тектоническое районирование выполнялось на основе анализа рельефа поверхности складчатого фундамента, закартированного по сейсморазведочным данным с учетом результатов аэрогравимагниторазведки. Ввиду ограниченного объема сейсмических данных на шельфе Восточно-Сибирского моря основу тектонического районирования составили результаты аэрогравимагниторазведки. Анализ потенциальных полей позволил уточнить границы основных тектонических элементов в пределах участка и положение дизъюнктивных нарушений, играющих существенную роль в формировании блоков фундамента и структуры осадочного чехла.

Главными структурными элементами на площади СВЛУ являются Северо-Чукотский мегапрогиб (СЧМП) на севере и Врангелевско-Геральдско-Брукская зона (ВГБЗ) блоковых поднятий и впадин на юге, которые различаются как по возрасту складчатого фундамента, так и по толщине осадочного чехла и последовательности слагающих его сейсмокомплексов. Эти региональные элементы отчетливо выделяются в структуре аномалий потенциальных полей (рис. 2).

ВГБЗ блоковых поднятий и впадин выделена в пределах Новосибирско-Чукотской эпипозднекиммерийской плиты. С запада на восток в пределах ВГБЗ обособляются Пегтымельский прогиб, Западно-Врангелевский выступ, Южно-Дремхедская ступень, Шелагский свод, Северо-Шелагский вал, Западно-Мамонтовская ступень и Гусиный грабен (см. рис. 1).

Гравитационное поле в пределах ВГБЗ характеризуется чередованием положительных и отрицательных зон, четкой линейностью и высокими градиентами на краях локальных аномалий [8]. Положительным аномалиям соответствуют поднятия, отрицательным – впадины и прогибы, которые также закартированы по сейсморазведочным данным (см. рис. 2). При этом в гравитационном поле наблюдаются разноориентированные аномалии. Так, на о. Врангеля и в юго-восточной части СВЛУ преобладают северо-восточные тренды простирации изолиний, в западной части СВЛУ – северо-западные, на остальной акватории – северные (см. рис. 2). Дискордантное взаимоотношение аномалий гравитационного поля в пределах ВГБЗ свидетельствует о сложном строении складчатого фунда-

мента, внутренняя структура которого контролируется тектоническими нарушениями северо-восточного, северо-западного и меридионального направлений.

Разломы северо-восточного направления в пределах складчатой ВГБЗ интерпретируются как надвиги с правосдвиговой компонентой, которая проявляется смещением аномалий вдоль границ позднекиммерийских блоков. Выделенные дизъюнктивные нарушения подтверждаются и сейсморазведочными данными.

Характер нарушений позволяет предположить, что позднекиммерийская структура ВГБЗ формировалась в обстановке сжатия в северо-восточном направлении в период от средней юры до позднего мела. Основные деформации относятся к раннему мелу – палеоцену [9]. Разрывы северо-западного и широтного направлений представлены преимущественно сбросами и сбросо-сдвигами. Они контролируют борта прогибов и грабенов.

В составе Восточно-Арктической платформы на площади СВЛУ выделены две отрицательные структуры: Дремхедский грабен и Северо-Чукотский мегапрогиб.

Дремхедский грабен расположен между Западно-Врангелевским выступом и Северо-Шелагским валом. Структура слабо изучена сейсморазведкой, поэтому северная граница грабена проведена условно. В гравитационном поле грабен выражен отрицательными значениями аномалий субширотного простирания. В осевой зоне грабена в гравитационном поле выделяется положительная аномалия от 2 до 20 мГал, которая, вероятно, связана с выступом складчатого фундамента (см. рис. 2).

Положение грабена, его размеры и характер сочленения с СЧМП пока до конца не ясны, что обусловлено слабой сейсмической изученностью. Толщина осадочного чехла в грабене составляет 10-12 км и к северу увеличивается. Можно предположить, что он развивался после среднеюрской инверсии и, следовательно, сформирован верхнеюрско-нижнемеловым, апт-верхнемеловым и кайно-зойским комплексами пород. Наличие палеозойских комплексов в основании осадочного чехла остается дискуссионным.

Северо-Чукотский мегапрогиб – самая крупная структура шельфа Восточной Арктики – простирается с запада на восток. Его западный борт примыкает к поднятию Де-Лонга, восточный – к Северо-Чукотскому поднятию (см. рис. 2). На юге региональный разлом Врангеля отделяет его от ВГБЗ. На севере мегапрогиб раскрывается в котловину Подводников.

В центральной части СЧМП наблюдаются крупные отрицательные аномалии гравитационного

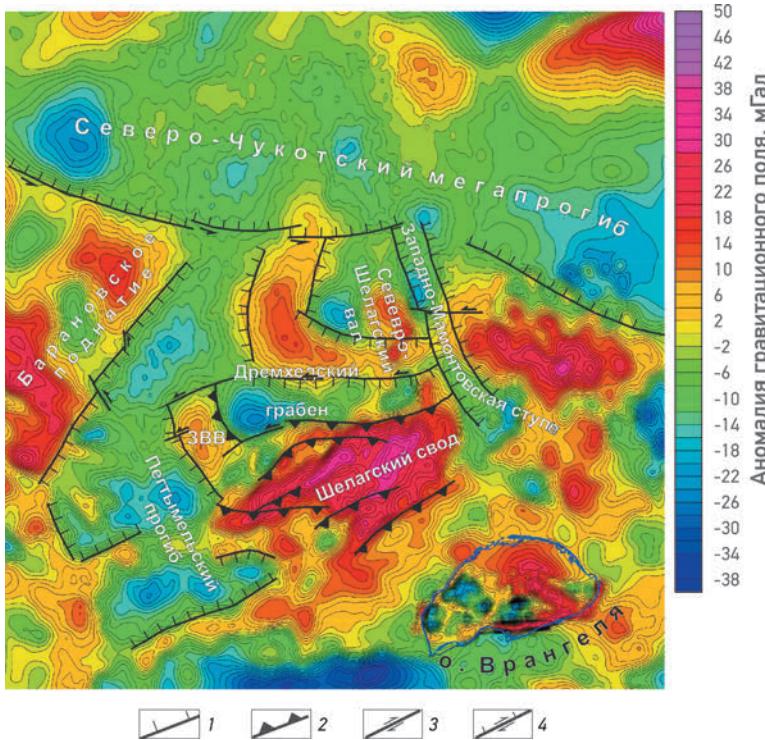


Рис. 2. Карта аномалий гравитационного поля в редукции Буге (ЗВВ – Западно-Врангелевский выступ):
дизьюнктивные нарушения: 1 – сбросы; 2 – надвиги и взбросы;
3 – сдвиги; 4 – сбросо-сдвиги

поля, отвечающие отдельным депрессиям в рельефе поверхности фундамента. В структуре аномалий гравитационного поля на южном борту СЧМП выделяется зона субширотного простирания, фиксирующая положение поперечных разломов. Эти разломы проявляются как сбросо-сдвиги, по которым поверхность фундамента погружается в северном направлении до глубины 18–20 км. Возможно, СЧМП со второй половины раннего мела (апт-альб) формировался под влиянием процессов растяжения, связанных с развитием структур Северного Ледовитого океана.

В связи со слабой изученностью северной части акваторий Восточно-Сибирского и Чукотского морей геологическое строение СЧМП остается неясным. Прогиб относится к типу внутренконтинентальных осадочных бассейнов, толщина осадков достигает 15–20 км (рис. 3). Механизм образования таких структур является дискуссионным. В настоящее время существуют две основные концепции его строения.

Одни исследователи предполагают, что подобные структуры формируются вследствие растяжения литосферы, возможно, ее раскола и образования коры океанического типа [4], другие считают, что причиной погружения коры во впадинах подобного типа является утонение коры, вызванное подъемом магматического плюма [3, 10].

Результаты моделирования гравитационного поля под СЧМП показывают заметное утонение консолидированной коры до 1,5–2,0 км, особенно ее верхней части, при относительно высокой плотности – 2,70 г/см³ [11].

При этом на временных разрезах по профилям, расположенным вкрест простирания структуры, не наблюдается признаков растяжения в виде крупных сбросовых дислокаций в бортовых зонах мегапрогиба, что противоречит гипотезе растяжения литосферы (см. рис. 3). По своему строению СЧМП сходен с нефтегазоносными сверхглубокими бассейнами, приуроченными к Прикаспийской, Южно-Каспийской впадинам и Восточно-Баренцевскому мегапрогибу [10].

Характеристика перспективных участков

Проведенные комплексные геолого-геофизические исследования позволили уточнить строение ранее выделенных локальных структур и выявить новые перспективные объекты.

Одним из наиболее интересных участков является южная бортовая зона СЧМП – Западно-Мамонтовская ступень (рис. 4). Она изучена несколькими сейсмическими профилями МОВ ОГТ. Глубины залегания складчатого основания изменяются от 4 до 12 км. Ступень ограничена сбросами северо-западного и сбросо-сдвигами субширотного направлений с амплитудой смещения от 1–3 до 5–7 км. Разрез осадочного чехла в пределах ступени представлен верхнеюрско-нижнемеловым, аптским, апт-альбским, верхнемеловым и кайнозойским комплексами пород. Толщина верхнеюрско-нижнемеловых отложений, кровля которых находится на глубине 9–10 км, составляет 1–2 км. Основную часть чехла образуют терригенные отложения мела, максимальная их толщина достигает 7 км. Толщина кайнозойских отложений – 3–5 км.

В результате интерпретации данных сейсморазведки в пределах ступени в меловых и кайнозойских отложениях выявлено несколько перспективных локальных структур, осложненных дизьюнктивными нарушениями. Время формирования ловушек – поздний мел-палеоцен. Сквозные нарушения, осложняющие Западно-Мамонтовскую ступень, могли как привести к разрушению и переформированию залежей, так и стать барьером для флюидов.

К наиболее перспективным участкам с точки зрения поиска и разведки углеводородов также отно-

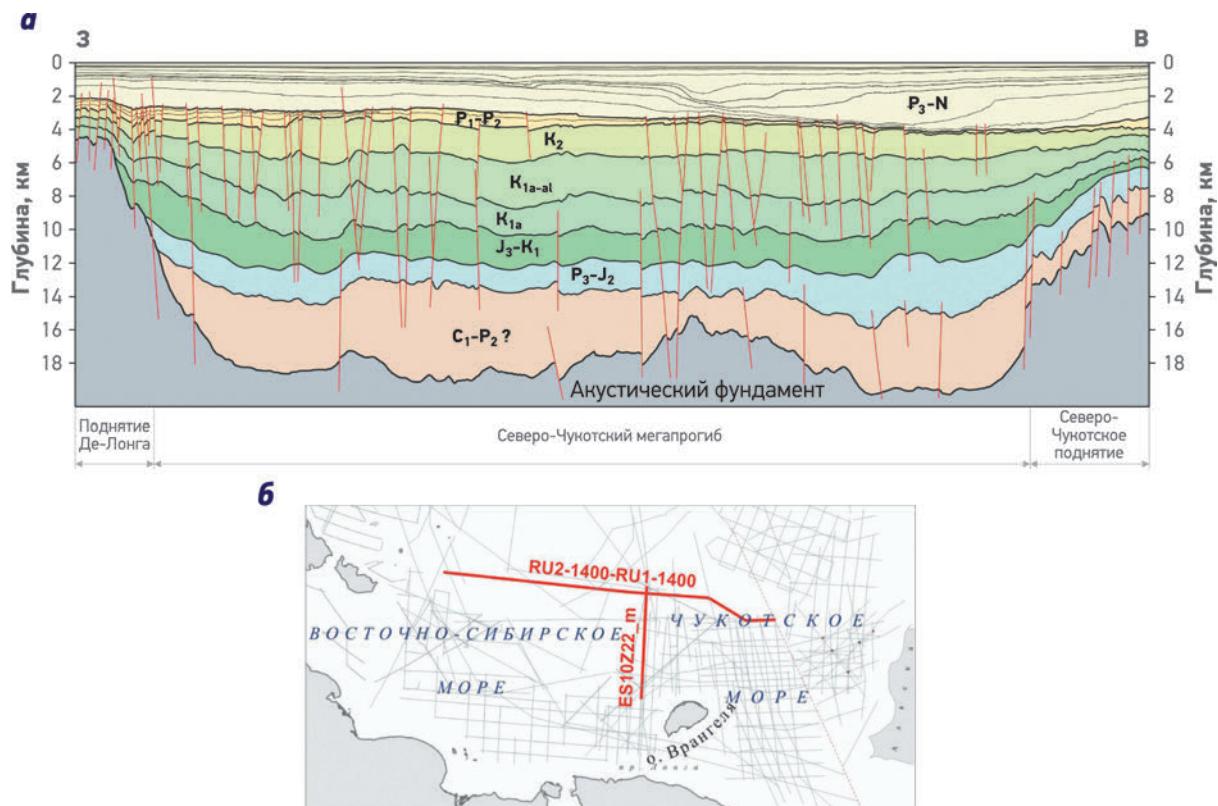


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез по профилю RU2-1400-RU1-1400 (а) и схема положение профиля (б)

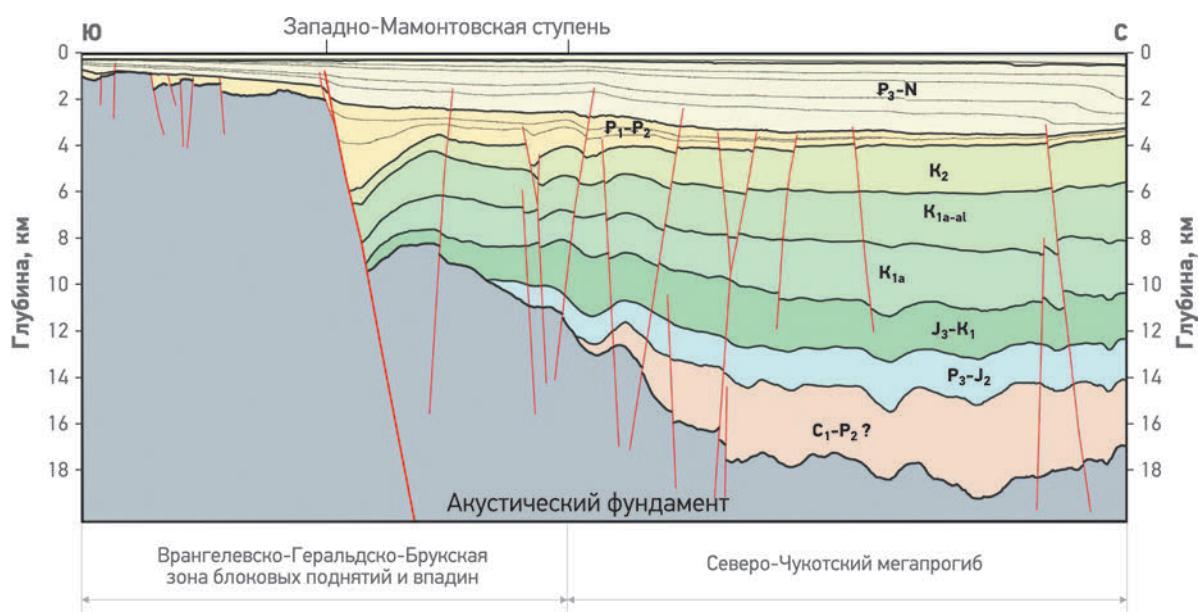


Рис. 4. Геолого-геофизический разрез по профилю ES10Z22_m (положение профиля показано на рис. 3, б)

сятся бортовые зоны Дремхедского грабена, но ввиду его слабой изученности в меловых-кайнозойских отложениях выявлены всего две антиклинальные структуры и зона развития литолого-стратиграфических ловушек. Анализ условий седиментации в сочетании с перерывами в осадконакоплении дает возможность ожидать здесь широкое развитие ловушек неструктурного типа и в связи с этим определенные сложности в оценке перспектив нефтегазоносности СВЛУ.

Результаты тектонического анализа позволяют предположить, что основными очагами нефтегазогенерации углеводородов в пределах участка являются СЧМП и Дремхедский грабен, а их бортовые зоны – областями вероятной аккумуляции углеводородов.

Ввиду отсутствия пробуренных скважин в регионе нет прямых данных об элементах углеводородных систем, в том числе о нефтегазоматеринских толщах (НГМТ). Скважины, пробуренные в американском секторе Чукотского моря (Крэкерджек, Попкорн, Бургер, Клондайк, Диамонд), расположены в пределах другой структурно-формационной зоны.

Вместе с тем проведенные палеогеографические реконструкции и литолого-фациальная характеристика отложений дают возможность предположить, что формирование осадочных комплексов от нижнего карбона(?) до кайнозоя в пределах СЧМП и Дремхедского грабена происходило в морских и прибрежно-морских условиях, благоприятных для образования НГМТ.

С целью выделения перспективных объектов и оценки перспектив нефтегазоносности СВЛУ выполнено численное моделирование углеводородных систем. В условиях значительной неопределенности исходной геологической информации, использованной для моделирования, а также отсутствия калибровочных данных был применен вариативный подход. С учетом регионального харак-

тера исследований решалась задача оценки зрелости потенциальных НГМТ в разрезе (в том числе к моменту формирования ловушек), контролируемой тепловой историей бассейна. Рассмотрены сценарии с постоянными значениями базального теплового потока от 40 до 60 мВт/м².

Реконструкция тепловой эволюции Северо-Чукотского бассейна показала, что для всех сценариев теплового режима степень катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) НГМТ нижнекаменноугольно-среднепермского (?), верхнепермско-нижнеюрского и верхнеюрско-нижнемелового комплексов в наиболее погруженной части бассейна соответствует зоне апокатагенеза на современном этапе развития углеводородных систем. В прибортовых частях бассейна нижнемеловая НГМТ только в случае пониженных значений (40 мВт/м²) теплового потока может в настоящее время находиться в главной зоне газообразования (ГЗГ) (рис. 5).

Потенциальные НГМТ отложений аптского, апальбского и верхнемелового комплексов находятся в ГЗГ. Катагенетическая зрелость ОВ НГМТ нижней части кайнозойского комплекса соответствует главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

В наиболее погруженной части Дремхедского грабена вероятные НГМТ нижнекаменноугольно-среднепермского(?) и верхнепермско-нижнеюрского комплексов также в настоящее время являются перезрелыми или находятся на поздней стадии главной фазы газообразования.

Верхнеюрско-нижнемеловой, аптский и апальбский комплексы находятся на стадии преимущественной генерации газа, а верхнемеловой комплекс – на стадии преимущественной генерации нефти. ОВ кайнозойского комплекса является «незрелым» [12].

Предварительные результаты моделирования также указывают на высокую вероятность миграции

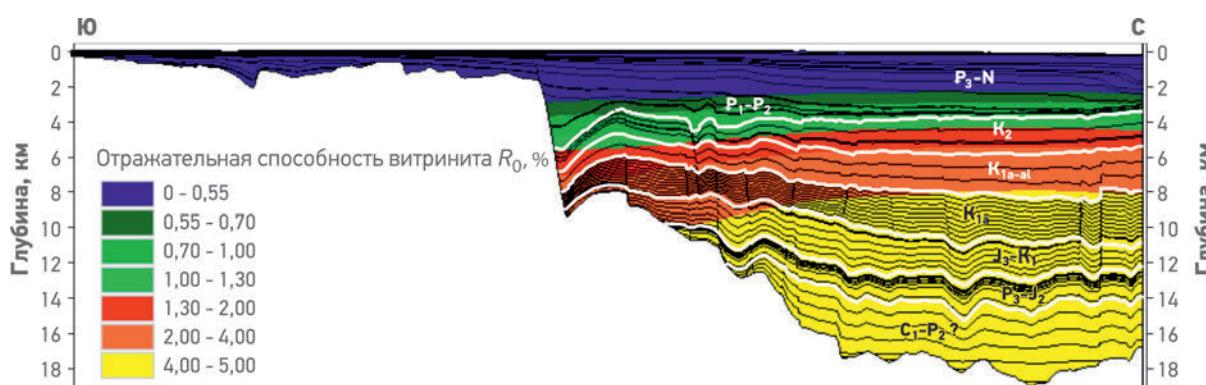


Рис. 5. Схема катагенетической зрелости ОВ по профилю ES10Z22_m при базальном тепловом потоке 40 мВт/м²

углеводородов (при наличии резервуаров) в бортовые зоны СЧМП и Дремхедского грабена.

Таким образом, источником углеводородов для перспективных объектов Западно-Мамонтовской ступени могут являться потенциальные меловые и кайнозойские НГМТ.

Как известно, на всей площади Восточно-Арктического региона интенсивно проявился кайнозойский аплифт, амплитуда которого, по разным данным, составила от 0,5 до 3,0 км [9, 13]. Это геологическое событие могло оказать влияние на развитие углеводородных систем – формирование ловушек и сохранность залежей. Так, в скважинах, пробуренных в американском секторе Чукотского моря, получены непромышленные притоки углеводородов. Возможно, отсутствие крупных скоплений углеводородов в северной части Аляскинского шельфа обусловлено неблагоприятным фактором соотношения времени генерации, миграции, аккумуляции углеводородов и формирования ловушек.

В пределах российской части Восточно-Арктического региона аплифт хотя и проявился, о чем свидетельствует отсутствие меловых и кайнозойских отложений на о. Врангеля, но его амплитуда в СЧМП была значительно меньше [9]. Результаты комплексной интерпретации геологических данных, выполненной в рамках настоящего исследования, свидетельствуют о том, что кайнозойский аплифт в пределах Северо-Чукотского бассейна не оказал отрицательного влияния на сохранность залежей. Это повышает вероятность обнаружения значительного углеводородного потенциала на рассматриваемых площадях в пределах СВЛУ и снижает геологические риски.

Заключение

Проведенные комплексные геолого-геофизические исследования в пределах Северо-Врангелевского лицензионного участка позволили определить как общий структурный план региона, так и морфологию основных структур и перспективных объектов.

Численное бассейновое моделирование дало возможность определить зоны наиболее вероятной аккумуляции углеводородов. К ним относятся Западно-Мамонтовская ступень и бортовые зоны Дремхедского грабена, где могут быть обнаружены скопления как жидких, так и газообразных углеводородов.

Наличие крупных структур и благоприятные структурно-фациальные обстановки осадконакопления указывают на значительный углеводородный потенциал СВЛУ. Основными объектами поиска являются ловушки структурно-тектонического и литотипо-стратиграфического типов в верхнемеловом и кайнозойском комплексах.

Вместе с тем существуют определенные риски, связанные со степенью зрелости нефтегазоматеринских отложений и наличием покрышек, способные существенно повлиять на оценку начальных суммарных ресурсов углеводородов. В связи с этим необходимо дальнейшее изучение района СВЛУ с применением современных комплексных геофизических методов (гравимагниторазведки и сейсморазведки), сейсмостратиграфического анализа, седиментационного и бассейнового моделирования, позволяющих полномасштабно оценить потенциальные геологические риски и повысить достоверность нефтегазогеологического прогноза.

Список литературы

1. Петровская Н.А., Савишина М.А. Сопоставление сейсмокомплексов и основных несогласий в осадочном чехле шельфа восточной арктики//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. –http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf.
2. Хайн В.Е., Филатова Н.И., Полякова И.Д. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентального обрамления. – М.: Наука, 2009. – С. 193-203.
3. Drachev S.S., Malyshov N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview// Arctic Petroleum Geology. Petroleum Geology Conference series. – 2010. – V. 7. – P. 591-619.
4. Богданов Н.А., Хайн В.Е. Тектоническая карта Баренцева моря и севера Европейской части России. Масштаб 1:2 500 000. Объяснительная записка. – М.: Институт литосферы РАН, 1996.

Reference

1. Petrovskaya N.A., Savishkina M.A., *Sedimentary cover of the Eastern Arctic shelf - comparison of seismic complexes and main unconformity* (In Russ.), Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2014, V. 9, no. 3, URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2014.pdf.
2. Khain V.E., Filatova N.I., Polyakova I.D., *Tektonika, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti Vostochno-Arkticheskikh morey i ikh kontinental'nogo obramleniya* (Tectonics, geodynamics and prospects of oil and gas potential of the Eastern Arctic seas and their continental framing), Moscow: Nauka Publ., 2009, pp. 193-203.
3. Drachev S.S., Malyshov N.A., Nikishin A.M., *Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview*, Arctic Petroleum Geology. Geological Society, London, 2011.
4. Bogdanov N.A., Khain V.E., *Tektonicheskaya karta Barentseva morya i severa Evropeyskoy chasti Rossii. Masshtab 1:2 500 000. Ob'yasnitel'naya zapiska* (Tectonic map of the Barents Sea and the north of the European part of Russia. Scale 1: 2 500 000. Explanatory note), Moscow: Publ. of Institute of the Lithosphere of the Russian Academy of Sciences, 1996.

5. Результаты структурно-тектонического районирования потенциальных полей Северного Ледовитого океана при составлении новой циркумполярной тектонической карты Арктики / В.Ю. Глебовский, А.А. Черных, В.Д. Каминский, В.А. Поселов //Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. Труды ВНИИОкеаногеологии. – 2012. – Вып. 8. – С. 20-29.

6. К обоснованию стратиграфической привязки опорных сейсмических горизонтов на Восточно-Арктическом шельфе и в области Центрально-Арктических поднятий// Л.А. Дараган-Сущова, Н.Н. Соболев, Е.О. Петров [и др.]//Региональная геология и металлогения. – 2014. – № 58. – С. 5-21.

7. Перспективы поисков нефти и газа на шельфе Восточно-Сибирского моря /Г.А. Заварзина, Р.Р. Мурзин, Д.Ш. Шапабаева, О.А. Захарова // Труды VII Международной научно-практической конференции и выставки. Санкт-Петербург. 2016.

8. Проблемы тектоники и углеводородный потенциал российского сектора Чукотского моря/В.Е. Вержбицкий, С.В. Малышева, С.Д. Соколов [и др.]. //Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С. 8-13.

9. Остров Врангеля: геологическое строение, минерагения, геоэкология / под ред. М.К. Косько и В.И. Ушакова. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 2003. – 137 с.

10. Артюшков Е.В. Образование сверхглубокого Северо-Чукотского прогиба вследствие эклогитизации нижней части континентальной коры. Перспективы нефтегазоносности // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 61-74.

11. Савин В.А., Пискарев А.Л. Строение земной коры восточной части Восточно-Сибирского моря // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. Труды ВНИИОкеангеологии. – 2012. – Вып. 8. – С. 41-44.

12. Шапабаева Д.Ш., Заварзина Г.А., Захарова О.А. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Восточно-Сибирского моря на основе моделирования углеводородных систем // Труды VI Международной научно-практической конференции «Геокрым» – проблемы нефтегазовой геологии и геофизики. Алушта. 2016.

13. Petroleum System Modeling of Northern Alaska /O. Schenk, K.E. Peters, L.B. Magoon, K.J. Bird in K. E. Peters, D. J. Curry, and M. Kacewicz, eds./Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications: AAPG Hedberg Series, 2012. – N. 4. – Р. 317– 338.

5. Glebovskiy V.Yu., Chernykh A.A., Kaminskiy V.D., Poselov V.A., *Rezul'taty strukturno-tektonicheskogo rayonirovaniya potentsial'nykh polей Severnogo Ledovitogo okeana pri sostavlenii novoy tsirkumpolyarnoy tektonicheskoy karty Arktiki* (Results of structural-tectonic zoning of potential fields of the Arctic Ocean in the compilation of a new circumpolar tectonic map of the Arctic), Collected papers “Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona” (Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region), St. Petersburg: Publ. of VNIIOkeangeologiya, 2012, V. 8, pp. 20-29.

6. Daragan-Sushchova L.A., Sobolev N.N., Petrov E.O., Grin'ko L.R. et al., *To substantiation of stratigraphy binding of the key seismic horizons on the East-Arctic Shelf and in the area of Central Arctic uplifts* (In Russ.), Regional'naya geologiya i metallogeniya = Regional geology and metallogeny, 2014, V. 58, pp. 5-21.

7. Zavarzina G.A., Murzin R.R., Shapabaeva D.Sh., Zakharova O.A., *Perspektivy poiskov nefti i gaza na shel'fe Vostochno-Sibirskogo morya* (Prospects for oil and gas exploration in the East Siberian Sea shelf), Proceedings of VII International Scientific and Practical Conference and Exhibition, St. Petersburg, 2016.

8. Verzhbitskiy V.E., Malysheva S.V., Sokolov S.D. et al., *Problems of tectonics and petroleum potential of Russian sector of the Chukchi Sea* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2012, no. 12, pp. 8-13.

9. Ostrov Vrangelya: geologicheskoe stroenie, minerageniya, geoekologiya (Wrangel Island: geological structure, mineralogy, geoecology): edited by Kos'ko M.K., Ushakov V.I., St. Petersburg: Publ. of VNIIoceanogeologiya, 2003, 137 p.

10. Artyushkov E.V., *The superdeep North Chukchi Basin: formation by eclogitization of continental lower crust, with petroleum potential implications* (In Russ.), Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics, 2010, V. 51, no. 1, pp. 61-74.

11. Savin V.A., Piskarev A.L., *Stroenie zemnoy kory vostochnoy chasti Vostochno-Sibirskogo morya* (The structure of the earth's crust of the eastern part of the East Siberian Sea), Collected papers “Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona” (Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region), St. Petersburg: Publ. of VNIIOkeangeologiya, 2012, pp. 41-44.

12. Shapabaeva D.Sh., Zavarzina G.A., Zakharova O.A., *Geologicheskoe stroenie i otsenka perspektiv neftegazonosnosti Vostochno-Sibirskogo morya na osnove modelirovaniya uglevodorodnykh sistem* (Geological structure and assessment of oil and gas prospects of the East Siberian Sea on the basis of modeling hydrocarbon systems), Proceedings of VI International Scientific and Practical Conference “Geokrym” – problemy neftegazovoy geologii i geofiziki” (GeoCrimea - problems of oil and gas geology and geophysics), Alushta, 2016.

13. Schenk O., Peters K.E., Magoon L.B., Bird K.J., *Petroleum System Modeling of Northern Alaska*: edited by Peters K.E., Curry D.J., Kacewicz M., In: Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications, AAPG Hedberg Series, 2012, no. 4, pp. 317– 338.

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПЛАТФОРМЫ «ПРИРАЗЛОМНАЯ»

Д.А. Зайкин (ООО «Газпром нефть шельф»),
 А.Б. Крестьянцев, О.В. Таровик, к.т.н., А.Г. Топаж, д.т.н.
 (ФГУП «Крыловский государственный научный центр»)

Адрес для связи: shelf.pr@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: буровая платформа, арктический шельф, имитационное моделирование, транспортировка нефти, платформа «Приразломная», флот обеспечения, арктические танкеры

Simulation model of sea transportation system for Prirazlomnaya platform

D.A. Zaykin (Gazprom Neft Shelf LLC, RF, Saint-Petersburg),
 A.B. Krestyantsev, O.V. Tarovik, A.G. Topaj (Krylov State Research Centre, RF, Saint-Petersburg)

Article contains the description of simulation model of the marine transport and technology system (MTTS) of the Prirazlomnaya platform. Model allowed studying alternative solutions to increase the efficiency and functional stability of MTTS under the influence of a large number of full-size factors. Results of the simulation formed the basis for taking managerial solutions and amending process control documents.

Keywords: offshore platform, arctic shelf, simulation, crude oil transportation, Prirazlomnaya platform, support fleet, arctic tankers

Введение

Имитационное моделирование представляет собой детальное воспроизведение на компьютере течения изучаемых процессов в режиме модельного времени. В отличие от качественных и аналитических моделей имитационные модели в последнее время становятся одним из основных инструментов анализа, изучения и оптимизации сложных природных и технических систем, к которым относятся объекты освоения арктических шельфовых месторождений. Особенности эксплуатации шельфовых объектов затрудняют, а часто не позволяют использование традиционных упрощенных аналитических подходов и «бумаги и ручки» для анализа их работы, особенно в сфере морской логистики.

Уникальным по сложности шельфовым объектом является работающая под управлением компании «Газпром нефть шельф» морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная», единственная в мире осуществляющая добычу нефти на арктическом шельфе в условиях тяжелого льда и сложной гидрометеорологической обстановки. На МЛСП применяются самые современные и ориги-

нальные организационно-технические решения, проводится постоянная работа по повышению безопасности, эффективности, а также качества управления экологическими и технологическими рисками. За период, прошедший с момента введения платформы в эксплуатацию в 2014 г., всеми службами компании «Газпром нефть шельф» накоплен бесценный опыт по работе МЛСП и флота в сложных и постоянно изменяющихся условиях Арктики. Этот опыт является основой для уточнения плановых решений, заложенных в прошлом. На данном этапе ставится задача обеспечения проактивного управления работой МЛСП и флота на стратегическом уровне, т.е. перспективного анализа и упреждения рисков, которые могут возникнуть в будущем.

Так, исходя из запланированных темпов роста интенсивности добычи нефти от текущих 2,3 млн т/год до приблизительно 5 млн т к 2022 г., возникла необходимость анализа работы морской транспортно-технологической системы (МТС) вывоза нефти с платформы и доставки грузов снабжения с учетом практики работы флота. В состав комплексной МТС входят собственно МЛСП, челночные танкеры и суда снабжения. При ана-

лизе работы МТС важнейшим является определение комплекса мер, направленных на повышение устойчивости системы и снижение уровня прогнозной неопределенности. Для исследования работы МТС платформы «Приразломная» применена технология имитационного моделирования и использован опыт Крыловского государственного научного центра в сфере исследования арктических транспортных систем [1].

Постановка задачи

Логистическая схема МЛСП включает два направления грузопотоков: ввоз грузов снабжения и вывоз нефти и технологических отходов. Стратегический план перевозок в первом приближении может быть составлен на основании простейших методов балансирования встречных грузопотоков, учета провозоспособности имеющегося состава флота и усредненных показателей времени рейсов и технологических операций. Однако полноценное исследование и адекватный прогноз выполнимости плана с оценкой вероятностных показателей и анализом рисков возможны только с использованием методик принципиально иного уровня точности и детальности, а именно: методов многоподходного имитационного моделирования. Ниже перечислены факторы, которые влияют на выполнение плана перевозок и должны учитываться при построении модели логистических процессов.

1. Вариабельность и неопределенность условий внешней среды – метеорологической и ледовой обстановки как у самой платформы, так и на всем протяжении следования судов от платформы к местам нахождения баз снабжения или нефтяных терминалов. Необходимость адекватного учета экстремальных ситуаций и «окон непогоды» критической длительности.

2. Динамичность и сложная взаимозависимость объемов грузопотоков нефти и грузов снабжения, обусловленная причинно-следственными связями между процессами бурения, добычи и обеспечения. Дополнительными важными вопросами, которые необходимо принимать во внимание при построении адекватной модели грузопотоков, являются вопросы совместности и использования единой тары (контейнеров и др.) для грузов различного типа.

3. Наличие нескольких альтернативных терминалов и причальных устройств со специфическими и строго сформулированными ограничениями возможности осуществления грузовых операций в зависимости от складывающейся погодной обстановки. На рис. 1 приведена схема расположения восточного и западного грузовых

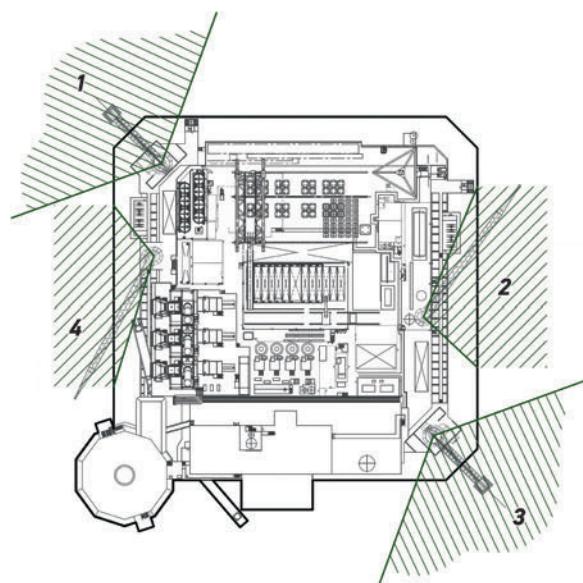


Рис. 1. Схема доступности грузовых терминалов МЛСП по направлению интегрального воздействия ветра, волнения, течения и дрейфа льда:

1, 3 – сектора доступности КУПОН соответственно на северо-западе и юго-востоке МЛСП;
2, 4 – сектора доступности соответственно западного и восточного грузового крана МЛСП

кранов для обработки судов снабжения, а также двух комплексных устройств погрузки-отгрузки нефти (КУПОН) на северо-западной и юго-восточной оконечностях платформы «Приразломная».

4. Наличие ограничений возможности одновременного осуществления грузовых операций у МЛСП танкерами и судами снабжения, что приводит к «конкуренции» танкеров и судов снабжения за «окна погоды» у погрузочно-разгрузочных терминалов.

5. Ограниченнность объема хранилища нефти и площадей складирования на самой платформе, что обуславливает невозможность создания «мертвых» запасов груза и строгую необходимость организации процессов снабжения и вывоза нефти по принципу «точно вовремя». При этом как достижение существенного уровня наполнения хранилища нефти, так и близость к исчерпанию хранилищ грузов снабжения различного типа должны рассматриваться как нежелательные факторы, для их недопущения необходимо заблаговременно принять специальные адаптивные меры. Например, при наличии риска полного наполнения хранилища проводится плавное ситуационное снижение интенсивности добычи по отношению к плановому уровню. Это также должно находить отражение в имитационной модели.

6. Сложная и вариативная логика описания операций грузообработки транспортных судов у платформы, включающая возможность нескольких последовательных отходов и подходов судна, вызванных пережиданием периодов непогоды. Каждый подход в свою очередь состоит из множества технологических и организационных подопераций (швартовка, шланговка, оформление документов и др.) со случайными временами исполнения, подчиняющимися разнообразным законам вероятностного распределения.

Одновременный учет всех перечисленных факторов с приемлемой точностью возможен только в рамках комплексной динамической имитационной модели, содержащей элементы дискретно-событийного и агентного подходов. Учет в модели множества технических деталей, физических и логистических процессов максимально приближает ее к реальным условиям.

Комплексная имитационная модель

Созданное ранее в Крыловском государственном научном центре программное решение для исследования МТС [1] в рамках настоящей работы было адаптировано к моделированию инфраструктуры МЛСП. В состав имитационной модели, реализованной в среде AnyLogic®, были дополнительно интегрированы следующие блоки (рис. 2).

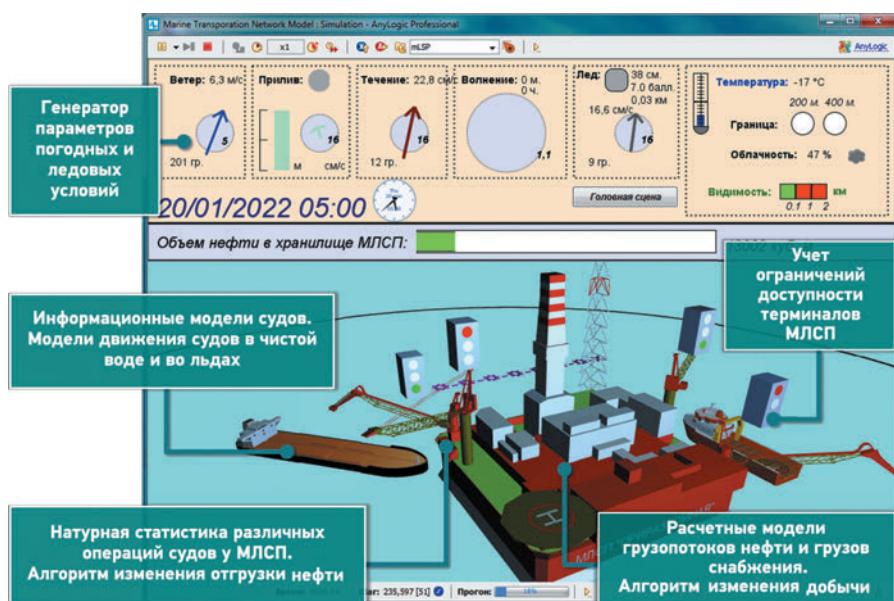


Рис. 2. Компоненты комплексной динамической имитационной модели

Стохастический генератор параметров погодных и ледовых условий в районе МЛСП. Необходимость разработки подобного алгоритма моделирования внешних условий (температуры, скорости и направления ветра, волнения, толщины и дрейфа льда, видимости и др.) для рассматриваемой задачи определяется следующими соображениями. Моделируемый транспортный узел имеет сложную структуру, состоящую из нескольких грузовых терминалов разного типа (КУПОН, грузовые причалы судов снабжения, вертолетная площадка) с разнообразным грузовым оборудованием. Регламенты работы каждого терминала в зависимости от складывающейся внешней обстановки также различны и могут быть прописаны отдельно для каждого типа обслуживающего или обслуживаемого транспортного средства (судна снабжения, танкера, вертолета). При этом использованный в работе [1] упрощенный подход, связанный с представлением доступности порта/терминала в виде единственной переменной логического типа («окна погоды»), оказывается неприменимым. Он не позволяет в достаточной мере учесть статистическую взаимозависимость состояний доступности различных терминалов по отношению к разным судам в одни и те же или соседние моменты времени. Для построения непротиворечивого комплексного имитационного алгоритма приходится задействовать аб-

солютно «честный» метод описания внешних условий – реальное моделирование или прогнозирование всех интересующих элементов окружающей среды в явном виде. Созданный в рамках описываемой работы оригинальный генератор погодных морских условий позволяет получать в режиме модельного времени ряды имитируемых погодных параметров (17 различных показателей метеорологической, ветро-волновой и ледовой обстановок) с настраиваемым времененным разрешением (от 1 до 24 ч). Более того, запуск генератора погоды в режиме «моделирования в будущем

времени» позволяет эмулировать в имитационной модели наличие гипотетических краткосрочных прогнозов погоды и их учет в оперативном планировании грузовых операций. Внутренняя логика алгоритма погодного генератора содержит как элементы формального статистического моделирования (получение реализаций погоды как многомерного дискретного случайного процесса с заданными авто- и кросскорреляционными свойствами методами формирующих фильтров и марковских цепей), так и физически обоснованные подходы. Последние, в частности, используются для описания приливных и ветровых составляющих поверхностных течений, определения характеристик ветрового волнения а также скорости и направления дрейфа ледовых полей. Многочисленные параметры, обусловливающие стохастические свойства генератора (годовой и суточный ход моментов используемых вероятностных распределений, корреляционные коэффициенты, вероятности переходов марковских цепей и др.), идентифицировались путем статистической обработки реальных данных о погоде, полученных из нескольких альтернативных источников: результаты наблюдений за погодной и ледовой обстановками на МЛСП за четыре года; многолетние архивы срочных наблюдений на нескольких ближайших метеостанциях сети WMO; данные обработки моринограмм с открытых метеорологических сервисов; справочники и др. Интеграция разработанного погодного генератора со специальными расчетными модулями, в которых строго формализованы

существующие эксплуатационные ограничения каждого терминала МЛСП, позволяет наиболее корректно описывать совместную работу всех терминалов платформы. В процессе работы имитационной модели на каждом терминале платформы зажигается условный «светофор», показывающий доступность для грузообработки в конкретный момент времени. Если терминал доступен, то также отображается прогнозное время его доступности.

Детальная дискретно-событийная модель по-грузочно-разгрузочных операций судов у терминалов МЛСП. В рамках представленной на рис. 3 схемы процесса грузообработки заложена возможность проведения последовательных операций с грузами различного типа, заблаговременного прерывания операции при ожидаемом закрытии «окна погоды» с пережиданием неблагоприятного периода у терминала, переходом к альтернативному терминалу или отходом судна за пределы трехмильной зоны МЛСП. Временные и вероятностные характеристики длительности всех составляющих элементарных операций, представленных на схеме процесса, были получены путем анализа и статистической обработки записей судовых операционных журналов за период фактической эксплуатации МЛСП «Приразломная». Кроме того, в рамках анализа мероприятий по улучшению эффективности работы МТС рассматривались варианты с измененными значениями соответствующих величин, которые могут быть достигнуты с внедрением тех или иных технологических или организа-

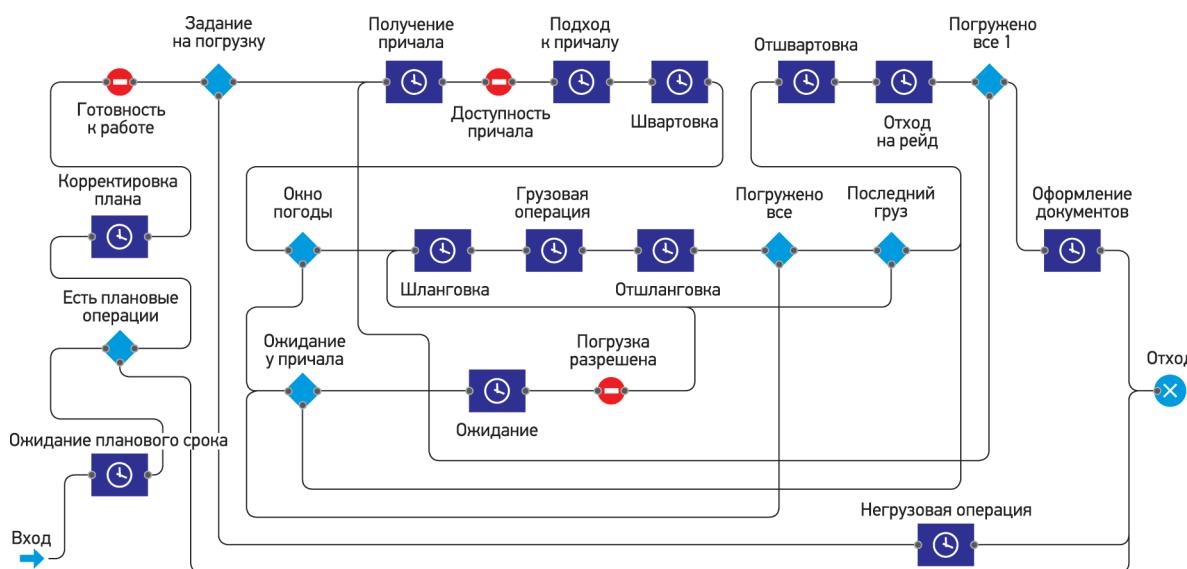


Рис. 3. Потоковая диаграмма прохождения заявок на погрузку/разгрузку судна для МЛСП

ционных улучшений. Некоторые показатели длительности характерных операций судов у платформы определялись не только на основе натурных данных, но и с учетом результатов навигационного моделирования, выполненного на специализированном научно-исследовательском тренажерном комплексе Крыловского государственного научного центра.

Алгоритм стратегического планирования перевозок. Задача стратегического планирования заключается в получении графика рейсов, используемого в качестве входных данных для имитационной модели [2]. Для решения задачи сначала были созданы расчетные модели определения грузопотоков снабжения и товарной нефти на весь рассматриваемый период работы МЛСП (до 2038 г.). При этом для определения потоков грузов снабжения была разработана статистическая модель, которая, с одной стороны, базировалась на фактических данных по грузообороту тары за 2015–2016 гг., с другой – на интерполяционных значениях грузопотоков МЛСП на период до 2038 г. Отдельно была построена прогнозная подмодель, описывающая интенсивность добычи нефти на МЛСП с 2015 по 2038 г. В качестве входных данных для нее использовались прогнозный график бурения и расчетные планируемые годовые показатели добычи нефти, жидкости и газа по каждой скважине. Полученные прогнозы грузопотоков наряду с текущей конфигурацией МТС (состав флота

и береговой инфраструктуры) служили основными исходными данными для специализированного модуля – стратегического плана перевозок. Он предназначен для составления расписаний рейсов всех судов и определения объемов грузов, перевозимых судами в каждом рейсе, что позволяет обеспечить заданный интегральный грузопоток при рациональном использовании флота (рис. 4). Для этого в рамках описанной работы авторами был разработан оригинальный алгоритм подобного стратегического планирования с длительным временным горизонтом, основанный на использовании эвристического подхода с элементами ситуативной оптимизации. Основная идея, заложенная в алгоритме, состоит в удовлетворении наиболее критических потребностей «от начала к концу» с учетом ограничений объемов стационарных и судовых хранилищ, характерных времен рейсов и грузовых операций.

Информационные модели танкеров и судов снабжения содержат сведения обо всех необходимых параметрах и характеристиках судов, таких как ходовые параметры (сопротивление в различных состояниях загрузки, кривые действия винтов и др.), характеристики грузовых пространств и средств грузообработки (рис. 5). С помощью созданных расчетных моделей движения судов определялись текущая скорость хода и расход топлива [1]. Работа судов на ли-

Рис. 4. Фрагмент стратегического плана работы флота обеспечения МЛСП

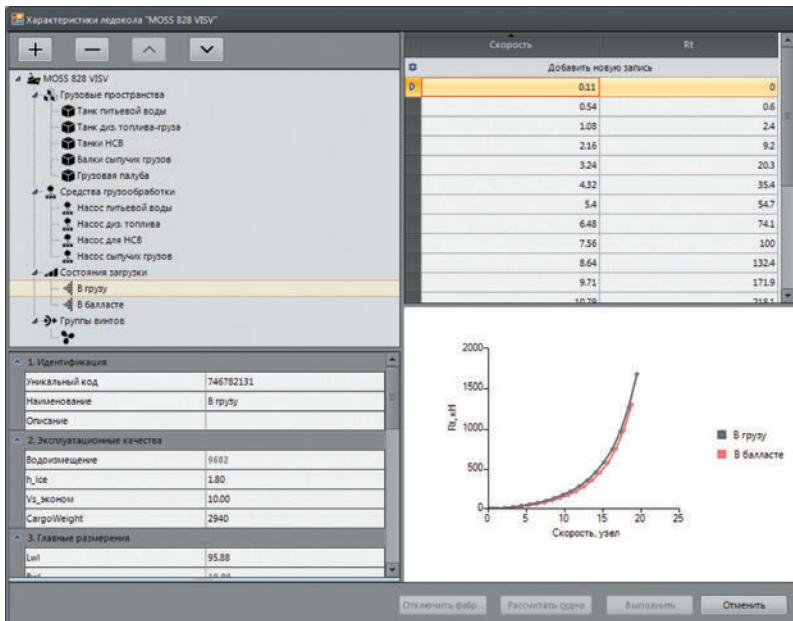


Рис. 5. Описание параметров судна в информационной модели

нии МЛСП – Мурманск в описываемом исследовании имитировалась в соответствии с базовыми принципами агентного моделирования. Все суда представлялись в виде отдельных динамических элементов (агентов), функционирующих и взаимодействующих в геоинформационной среде (ГИС) с учетом природных и навигационных условий на маршруте движения (рис. 6). В качестве стационарных объектов с геоинформационной привязкой описывались также порты, маршруты следования, рейды, а в качестве атрибутивной информации использовались навигационные условия, глубины моря и сведения о динамике погодных условий в ре-

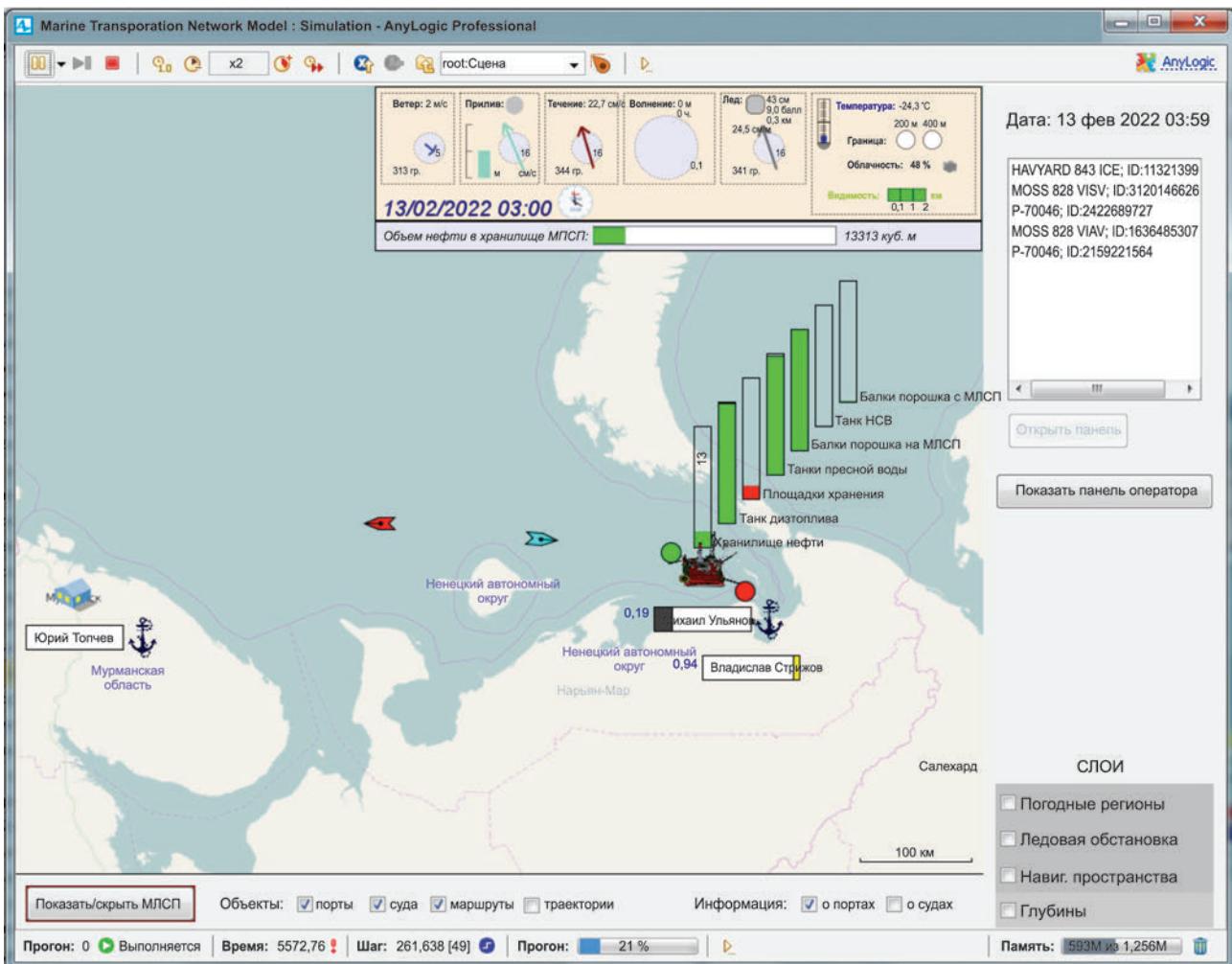


Рис. 6. Имитационная модель работы МТС в геоинформационной среде

гионах возможного плавания судов. Кроме того, в программно-имитационном комплексе была реализована логика оптимальной маршрутизации (ледового роутинга), согласно которой суда в ГИС-пространстве движутся по индивидуальным оптимизированным маршрутам с учетом изменяющихся ледовых условий [2].

Важным этапом создания имитационной модели являлась ее комплексная верификация на основе фактических параметров. Для проверки точности работы имитационной модели использовались параметры, которые являются продуктом сложного взаимовлияния ряда моделируемых процессов, таких как изменение параметров природных условий, планирование рейсов и загрузки судов, взаимодействие судов танкерного флота и судов обеспечения при работе у МЛСП и др. К таким параметрам относятся число подходов танкера к КУПОН до полной загрузки, длительность одной непрерывной погрузки танкера у КУПОН и др. (рис. 7).

В ходе верификации модели было показано, что она математически адекватно описывает реальную систему, модельные параметры статистически не отличаются от фактических.

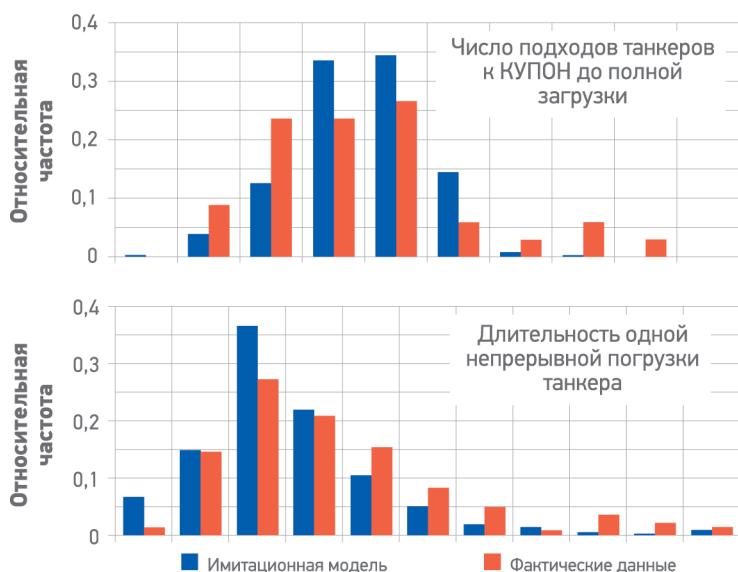


Рис. 7. Сопоставление фактических и модельных параметров работы флота

Результаты

На основе созданного программного инструмента была смоделирована работа более 30 вариантов транспортной системы МЛСП «Приразломная» различной конфигурации. Программа исследований включала анализ раздельного и совместного влия-

ния на эффективность работы системы 12 улучшающих мероприятий, таких как: уменьшение длительности швартовно-шланговых операций; повышение производительности отгрузки нефти; ускорение оформления документов; совместное выполнение операций танкерами и судами снабжения; привлечение дополнительного ледокола; строительство выносного терминала отгрузки нефти; введение в эксплуатацию дополнительного ледового танкера и др. Результаты моделирования жизненного цикла транспортной системы для всех прогонов модели архивировались в электронном журнале операций. По завершении эксперимента полученные записи позволили выполнить детальный анализ операций судов. Так, была получена представительная статистика и проанализировано использование имеющихся «окон погоды» КУПОН челночными танкерами. Для всех хранилищ МЛСП прослеживалась динамика уровня наполнения и вычислялись характерное время и вероятность ситуаций повышенного риска, отвечающих пороговым уровням наполнения.

Поскольку поведение исследуемой МТС в значительной степени определяется влиянием случайных факторов, имеющих большую неопределенность, для получения статистических оценок высокого уровня обеспеченности необходимо осуществлять многократный запуск имитационной модели. В связи с этим выполнено более 12000 имитационных прогонов жизненного цикла системы, что потребовало более 3000 ч машинного времени. В результате для каждого варианта МТС были определены все необходимые технические и эксплуатационные показатели, а также статистические законы их распределения.

Результаты имитационных экспериментов позволяли рекомендовать мероприятия по усовершенствованию конфигурации МТС. При этом было показано, что существующий состав флота обеспечивает достаточную пропуск способность МТС по нефти и грузам снабжения, а наибольшие сложности связаны с погодными ограничениями системы отгрузки нефти с платформы на танкер. В качестве основного решения было предложено выполнить комплекс организационно-технических мероприятий, позволяющих улучшить интегральные показатели эффективности всей системы как в терминах средних значений, так и с точки зрения уменьшения вероятно-

стей ситуаций, требующих оперативного вмешательства в согласованный график добычи и снабжения, и связанных с этим экономических и технологических рисков.

Заключение

Таким образом, результаты выполненной исследовательской работы позволили не только проанализировать самые сложные технические и организационные составляющие процессов взаимодействия судов с платформой, но и предложить комплекс мер по их оптимизации. Результаты моделирования являются основой для принятия управленческих решений на высшем уровне компании «Газпром нефть шельф», а пред-

ложенные решения внедряются в практику работы МЛСП и реализуются в виде руководящих документов.

Использованный подход – мультипарадигменное имитационное моделирование – это единственный на сегодняшний день реально существующий подход, позволяющий решить актуальные задачи освоения шельфовых месторождений. Обоснованию данного тезиса посвящено значительное число отечественных и зарубежных работ [3–6]. Представляется, однако, что описанное в данной статье настолько масштабное и детальное исследование работы арктической шельфовой техники на основе дискретно-событийного и агентного имитационного моделирования выполнено впервые в мировой практике.

Список литературы

1. Повышение эффективности работы систем водного транспорта с помощью динамического имитационного моделирования / А.А. Бахарев, А.В. Косоротов, А.Б. Крестьянцев [и др.] // Транспорт Российской Федерации. – 2015. – № 4 (59). – С. 33–36.
2. Иерархия уровней принятия решений в имитационном моделировании морских перевозок // А.А. Бахарев, А.В. Косоротов, А.Б. Крестьянцев [и др.] // Труды VII всероссийской научно-практической конференции «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2015. – Т. 1. – М.: ИПУ РАН, 2015. – С. 34–39.
3. Routing of supply vessels to petroleum installations/ B. Aas, I. Gribkovskaia, O. Halskau, A. Shlopak // International Journal of Physical Distribution & Logistics Management. – 2007. – V. 37. – N 2. – P. 164-179.
4. Малыханов А.А., Черненко В.Е. Имитационное моделирование логистики снабжения арктических буровых платформ // Труды VII всероссийской научно-практической конференции «Имитационное моделирование. Теория и практика» ИММОД-2015. – Т. 2. – М.: ИПУ РАН, 2015. – С. 210–221.
5. Shyshou A., Gribkovskaia I., Barcelo J. A simulation study of the fleet sizing problem arising in offshore anchor handling operations // European Journal of Operational Research 2010. – N 203. – V. 1. – P. 230-240.
6. Bergström M., Erikstad S.O., Ehlers S. A simulation-based probabilistic design method for arctic sea transport systems // Journal of Marine Science and Application. – 2016. – V. 15. – P. 349-369.

Reference

1. Bakharev A.A., Kosorotov A.V., Krest'yansev A.B. et al., *Increasing operational efficiency of operation of waterborne transport systems through dynamic simulation modelling* (In Russ.), Transport Rossiyskoy Federatsii, 2015, no. 4 (59), pp. 33–36.
2. Bakharev A.A., Kosorotov A.V., Krest'yansev A.B. et al., *Ierarkhiya urovney prinyatiya resheniy v imitatsionnom modelirovaniyu morskikh perevozok* (The hierarchy of decision-making levels in the simulation of maritime transport), Proceedings of VII All-Russian Scientific and Practical Conference “Iimitatsionnoe modelirovanie. Teoriya i praktika – 2015” (Simulation modeling. Theory and practice - 2015), Part 1, Moscow: Publ. of Institute of Control Sciences V.A. Trapeznikov Academy of Sciences, 2015, pp. 34–39.
3. Aas B., Gribkovskaia I., Halskau O., Shlopak A., *Routing of supply vessels to petroleum installations*, International Journal of Physical Distribution & Logistics Management, 2007, V. 37, no. 2, pp. 164-179.
4. Malykhannov A.A., Chernenko V.E., *Imitatsionnoe modelirovanie logistiki snabzheniya arkticheskikh burovых platform* (Simulation modeling of supply logistics for Arctic drilling platforms), Proceedings of VII All-Russian Scientific and Practical Conference “Iimitatsionnoe modelirovanie. Teoriya i praktika – 2015” (Simulation modeling. Theory and practice - 2015), Part 2, Moscow: Publ. of Institute of Control Sciences V.A. Trapeznikov Academy of Sciences, 2015, pp. 210–221.
5. Shyshou A., Gribkovskaia I., Barcelo J., *A simulation study of the fleet sizing problem arising in offshore anchor handling operations*, European Journal of Operational Research, 2010, no. 203, V. 1, pp. 230-240.
6. Bergström M., Erikstad S.O., Ehlers S., *A simulation-based probabilistic design method for arctic sea transport systems*, Journal of Marine Science and Application, 2016, V. 15, pp. 349-369.

ПРИМЕНИМОСТЬ ВЕТРО-СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ КОМПАНИИ

О.А. Туровин, Е.Н. Огнев, А.Е. Кочнев

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

Адрес для связи: Ognev.EN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: альтернативные источники энергии, ветро-солнечные электростанции, надежность

Application of wind and solar energy as an alternative source for power supply of Company's oilfield facilities

О.А. Туровин, Е.Н. Огнев, А.Е. Кочнев (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

Gazpromneft NTC engineers consider various options of power supply sources in terms of both technical feasibility and cost efficiency of option implementation. This article describes different application niche of solar-wind power plant as an alternative power source for the Gazpromneft petroleum facilities.

Keywords: alternative energy sources, wind-solar power stations, reliability

Введение

В настоящее время для электроснабжения нефтедобывающих объектов ПАО «Газпром нефть» при обустройстве отдаленных месторождений чаще всего применяются электростанции собственных нужд, использующие в качестве топлива нефтяной газ.

Руководствуясь корпоративным принципом «Безопасность и забота об экологии» и стремясь к постоянному совершенствованию путем поиска новых технологий, компания «Газпром нефть» рассматривает возможность использования альтернативной и экологически чистой электроэнергетики, основанной на преобразовании природной энергии ветра и солнца.

Среди альтернативных источников электроэнергии наиболее популярными в мире являются ветро-солнечные (гибридные) электростанции (рис. 1), с точки зрения надежности они более стабильны, чем ветровые или солнечные электростанции в отдельности [1, 2].

Сочетание использования энергии солнца и ветра в данных установках позволяет в течение календарного года обеспечивать потребителей электроэнергией практически при любых погодных условиях.

– В пасмурную погоду или ночью, когда нет солнца, но есть ветер, основным источником электроэнергии являются ветрогенераторные установки.

– В солнечную погоду, когда ветер стихает, увеличивается доля выработки электроэнергии фотоэлектрическими панелями.

– В случае отсутствия благоприятных условий (например, пасмурная безветренная погода, ночное время суток без ветра) питание потребителей осуществляется от аккумуляторных батарей, входящих в состав электростанции. При достаточной ветро-солнечной активности, когда энергия потребителям поступает от ветрогенераторов и солнечных панелей, избыток вырабатываемой в это время электроэнергии запасается в аккумуляторных батареях и может расходоваться для покрытия дефицита мощности при неблагоприятных погодных условиях.

Ветро-солнечные электростанции имеют техническую перспективу использования в компании преимущественно в тех районах, где солнечные и ветровые потенциалы достаточно высоки для выработки электроэнергии. В большинстве регионов России среднегодовая скорость ветра не превышает 5 м/с. Ветровые зоны с наибольшим энергетическим потенциалом

расположены в основном на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского п-ова до Камчатки. Около 30 % экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, 14 % – в Северном экономическом районе, около 16 % – в Западной и Восточной Сибири.

Потенциал использования солнечной энергии на территории нашей страны также неоднороден. Уровень солнечной радиации значительно варьируется: от 810 кВт·ч/м² в год в отдаленных северных районах до 1400 кВт·ч/м² в год в южных районах. На уровень солнечной радиации оказывают влияние и большие сезонные колебания: на широте 55° солнечная радиация в январе составляет 1,69 кВт·ч/м², июле – 11,41 кВт·ч/м² в день. Условные зоны ветро-солнечной активности приведены на рис. 2 [1].

Таким образом, в России применение в составе автономного источника питания какой-либо одной из генерационных установок: ветрогенераторов или фотоэлектрических панелей, может быть не всегда оправдано вследствие непостоянства и нерегулируемости источников возобновляемой энергии.

Применимость ветро-солнечной энергетики в качестве основного источника питания нефтяных объектов компании

В настоящее время проанализирована принципиальная возможность применения ветро-солнечной энергетики на нефтедобывающих объектах компании, где основными потребителями электроэнергии являются:

- высоковольтные электродвигатели насосных установок систем подготовки и транспорта нефти;
- высоковольтные электродвигатели насосных станций системы поддержания пластового давления;
- электродвигатели погружных насосных установок нефтяных и водозаборных скважин;
- система электрообогрева промысловых и магистральных трубопроводов;
- промышленные и ремонтные базы, вахтовые жилые поселки.

Компания предъявляет высокие требования к надежности и бесперебойности электроснабжения данной категории потребителей с целью: недопущения остановки и нарушения сложного технологического



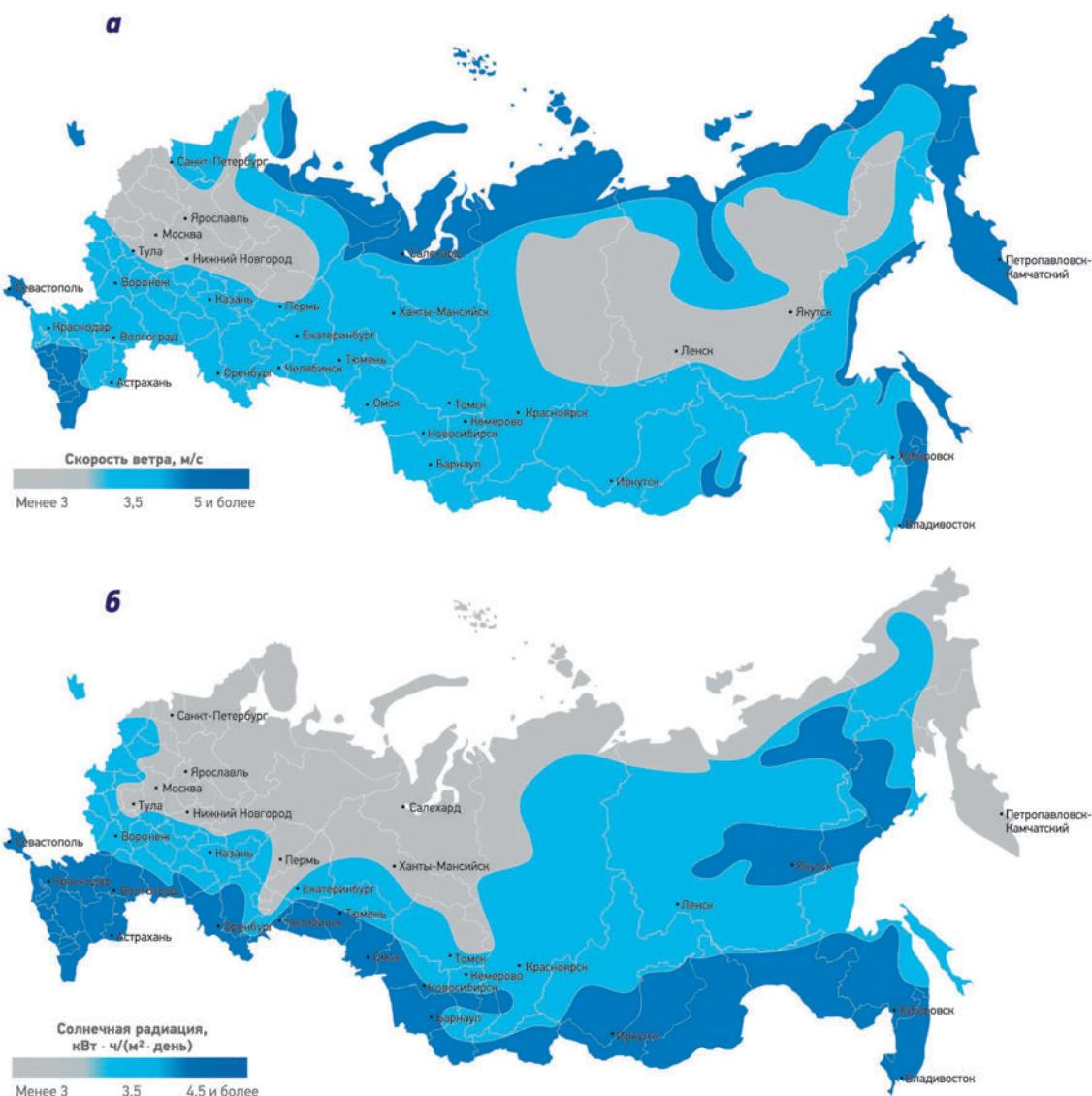


Рис. 2. Условные зоны среднегодовой ветровой (а) и солнечной (б) активности России

процесса, на восстановление которого в случае перевоев в электроснабжении необходимы большие временные затраты; предотвращения экологической катастрофы и опасности возникновения угрозы для жизни и здоровья обслуживающего персонала; исключения возможной остановки добычи и недоступа нефтяной продукции.

Для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей в компании должны применяться взаиморезервируемые источники питания, обеспечивающие круглосуточное покрытие нагрузки в любое время года, а также стабильную подачу энергии при кратковременных увеличениях нагрузки в связи с пуском мощных электродвигателей.

Ветро-солнечные электростанции, рассматриваемые в качестве основных источников электро-

энергии для объектов компании, должны обеспечивать надежность электроснабжения данных потребителей

В настоящее время наиболее серьезными недостатками, ставящими под сомнение целесообразность применения ветро-солнечных электростанций в качестве основных источников питания, являются следующие.

- Ветро-солнечная энергетика относится к нерегулируемым источникам энергии, выработка электроэнергии которого напрямую зависит силы ветра и солнечного излучения (факторов, отличающихся большим непостоянством в регионах присутствия компаний).

– Невозможность точного прогнозирования производства электроэнергии и изменения мощности электростанции.

– Необходимость использования земельных участков большой площади, в десятки раз превышающих площади для традиционных источников питания (например, удельная площадь для традиционных газопоршневых и газотурбинных электростанций составляет 0,06–0,08 га/МВт, для ветро-солнечных электростанций этот показатель достигает 1 га/МВт). Данное обстоятельство ведет к увеличению площадей земельного отвода, объемов инженерной подготовки в труднодоступных районах.

– Установленная мощность ветро-солнечной электростанции в несколько раз превышает необходимую установленную мощность традиционных источников при одинаковых подключаемых нагрузках. В составе ветро-солнечной электростанции необходимо предусматривать большое число солнечных панелей и ветрогенераторов, суммарная мощность которых в условиях непостоянства ветро-солнечной активности должна обеспечивать объекты электроэнергии в нормальном режиме и параллельно накапливать ее в блоках аккумуляторных батарей для гарантированного питания потребителей при неблагоприятных погодных условиях.

– Ветро-солнечные электростанции большой установленной мощности существенно отстают от традиционных источников по экономическим показателям. Сегодня удельная стоимость строительства электростанции на основе альтернативных источников энергии в России составляет ориентировочно 100–120 млн руб/МВт, что в компании соизмеримо с удельной стоимостью строительства ГТЭС, равной 90–110 млн руб/МВт. Однако при соизмеримой удельной стоимости существенное увеличение общей стоимости строительства альтернативных электростанций возникает вследствие того, что их установ-

ленная мощность и число единиц генерирующего оборудования значительно превышают показатели традиционных источников.

– Применение ветро-солнечных электростанций в качестве основного источника питания энергоемких нефтяных объектов потребует дополнительных затрат на утилизацию нефтяного газа, ранее предполагаемого к использованию для выработки электроэнергии на газовых электростанциях.

В качестве примера в таблице приведены результаты краткой технико-экономической оценки применения ветро-солнечной электростанции в качестве основного источника питания для объекта с условной нагрузкой 1 МВт в сравнении с применением газопоршневой электростанции. Оценка была выполнена для двух электростанций, расположенных в разных регионах страны с разными показателями ветровой и солнечной активности: район г. Ноябрьска (ООО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз») и о. Сахалин (ООО «Газпромнефть – Сахалин»).

Проведенная оценка позволяет сделать вывод о том, что в настоящее время применение ветро-солнечных электростанций в качестве основных источников питания энергоемких объектов нефтяных месторождений по технико-экономическим показателям является нецелесообразным.

Применимость ветро-солнечных установок малой мощности для удаленных вспомогательных объектов

Несмотря на существенное преимущество традиционных источников питания по сравнению с ветро-солнечными для энергообеспечения крупных потребителей, использование альтернативных источников энергии может стать наиболее рациональным и эко-

Параметры	Электростанция			
	ветро-солнечная		газопоршневая	
	г. Ноябрьск	о. Сахалин	г. Ноябрьск	о. Сахалин
Установленная мощность, МВт	16	10,6	2,5	2,5
В составе генерирующего оборудования, число: солнечных панелей мощностью 300 Вт	20000	15000	–	–
ветрогенераторов мощностью 200 кВт	50	31	–	–
газопоршневых электроагрегатов мощностью 500 кВт	–	–	5	5
Площадь, га	16	10,6	0,15	0,15
Капитальные вложения, млн руб.	1560	1040	220	220

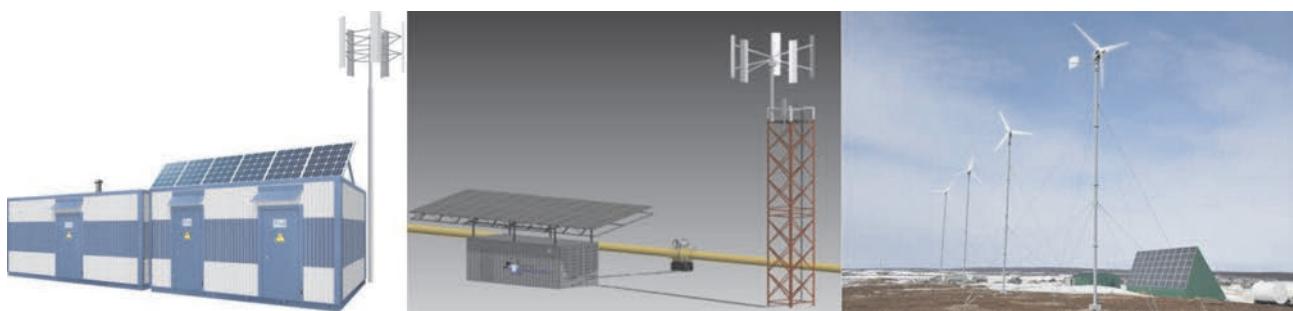


Рис. 3. Типовые ветро-солнечные энергетические установки малой мощности, применяемые в России

номичным решением для объектов небольшой мощности (от 1 до 10 кВт), удаленных от основного источника питания на десятки и сотни километров.

В настоящее время как вновь открываемые, так и разрабатываемые месторождения часто находятся в удаленных и труднодоступных районах. В связи с этим возникает необходимость строительства протяженных трубопроводов для транспорта добываемых углеводородов до точек сдачи в существующие трубопроводные системы. Сложившаяся в последние годы конъюнктура рынка для сохранения и обеспечения рентабельности разработки месторождений требует поиска решений по оптимизации затрат на строительство и эксплуатацию производственной инфраструктуры.

В качестве одного из вариантов оптимизационных мероприятий рассматривается применение ветро-солнечных электростанций малой мощности для автономного электроснабжения линейных объектов с небольшой нагрузкой электроприемников (1–10 кВт), таких как [1, 2]:

- площадки электрифицированных узлов запорной арматуры на трубопроводах внешнего транспорта нефти и газа;
- станции электрохимической защиты от коррозии;
- системы обнаружения утечек транспортируемой среды;
- станции линейной телемеханики и связи.

Традиционно электроснабжение линейных потребителей трубопроводов выполняется от вдольтрасовой высоковольтной линии ВЛ 6(10) кВ с установкой в районе расположения электропотребителей комплектных трансформаторных подстанций КТП 6(10)/0,4 кВ. Протяженность ВЛ в большинстве случаев равна протяженности трубопроводов и может составлять как десятки, так и сотни километров. В случае применения автономных источников питания (АИП) строительство протяженных высоковольтных электрических сетей не требуется, так как АИП малой

мощности размещаются в непосредственной близости от электроприемников на единой либо смежной площадке. Основные типы ветро-солнечных энергоустановок малой мощности приведены на рис. 3.

По результатам технико-экономических расчетов, выполненных ООО «Газпромнефть НТЦ» в рамках концептуальных проектов обустройства месторождений компании, выявлен ощутимый потенциал экономии совокупных затрат на строительство системы электроснабжения линейных объектов при применении АИП на базе ветро-солнечных электростанций малой мощности по сравнению с использованием ЛЭП. В частности, для электроснабжения линейных объектов нефтепровода внешнего транспорта с месторождений проекта Чона и системы транспорта жидких углеводородов проекта «Сахалин-3» потенциальная экономия совокупных затрат составила более 1 млрд руб. за счет применения альтернативных источников питания вместо традиционных вдольтрасовых ВЛ.

Однако, несмотря на экономическую привлекательность использования альтернативной энергетики для электроснабжения линейных объектов, у данного направления также имеется ограничение. Прежде всего, это природно-климатические условия района строительства объектов. В регионах распространения многолетнемерзлых грунтов прокладка трубопроводов предусматривается, как правило, в надземном исполнении с системой электрообогрева, мощность которой может достигать нескольких мегаватт. Для подключения КТП системы электрообогрева в данном случае наиболее целесообразно использование централизованного электроснабжения с передачей электроэнергии по вдольтрасовой ВЛ, к которой также могут быть подключены и линейные потребители. Стоимость строительства АИП на базе ветро-солнечных электростанций генерируемой мощностью не менее 1 МВт в настоящее время существенно выше, чем стоимость строительства традиционной системы электроснабжения.

Таким образом, одним из наиболее вероятных направлений применения ветро-солнечных электростанций малой мощности в компании является вспомогательная инфраструктура трубопроводов внешнего транспорта нефти преимущественно подземной прокладки, не предусматривающих в технологическом режиме работы использования системы электрообогрева.

Заключение

Оптимальным вариантом применения ветро-солнечных электростанций на объектах компании является их использование в качестве АИП удаленных

линейных объектов небольшой мощности (электрифицированных узлов запорной арматуры подземных трубопроводов внешнего транспорта, станции электрохимической защиты, станции линейной телемеханики и связи и др.).

Учитывая непрерывное улучшение технических характеристик создаваемых генерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии [3, 4], требуется постоянный мониторинг развития данного направления и ежегодная актуализация оценки применимости таких установок на объектах компании.

Список литературы

1. Голубев С.В. Возобновляемые источники энергии в энергетике газовой отрасли. Перспективы и аспекты применения ВИЭ на объектах ПАО «Газпром» //Газовая промышленность. – 2016. – № 12/746. – С. 72-76.
2. Инновационные решения в создании информационно-управляющей системы линейной телемеханики конденсатопровода «Юрхаровское месторождение – Пурровский ЗПК»/Р.М. Минигулов, Г.Б. Грибанов, А.Р. Степанов [и др.]// Сфера нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 36-38.
3. Aerogreen: перспективы развития ветро-солнечной энергетики/В.В. Федчишин, А.С. Данилова, И.И. Разнобарский, К.В. Забелина//В сб. Технико-экономические проблемы развития регионов: материалы научно-практической конференции с международным участием. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский ун-т, 2015. – С. 77-85.
4. Григораш О.В., Корзенков П.Г. Автономные системы электроснабжения на возобновляемых источниках энергии// Политехнический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 93. – С. 646-658.

Reference

1. Golubev S.V., *Renewable energy sources in energy engineering of the gas industry. prospects and aspects of the use of RES at Gazprom PJSC's facilities* (In Russ.), Gazovaya promishlennost' = GAS Industry of Russia, 2016, no. 12, pp. 72-76.
2. Minigulov R.M., Gribanov G.B., Stepanov A.R. et al., *Innovative solutions in the creation of the information-control system of linear telemechanics of the condensate pipeline "Yurkharovskoye field - Purovsky ZPK"* (In Russ.), Sfera neftegaz, 2011, no. 3, pp. 36-38.
3. Fedchishin V.V., Danilova A.S., Raznobarskiy I.I., Zabelina K.V., *Aerogreen: perspektivy razvitiya vetro-solnechnoy energetiki* (Aerogreen: prospects of development of wind-solar energy), Collected papers "Tekhniko-ekonomicheskie problemy razvitiya regionov" (Technical and economic problems of regional development), Proceedings of Scientific-practical conference with international participation, Irkutsk: Publ. of Irkutsk National Research University, 2015, pp. 77-85.
4. Grigorash O.V., Korzenkov P.G., *Stand-alone power supply system based on renewable energy sources* (In Russ.), Politekhnicheskiy setevoy elektronnyy nauchnyy zhurnal kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta = Scientific journal of KubSAU, 2013, V. 93, pp. 646-658.

КАЧЕСТВО СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.В. Агафонова

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Д.В. Парфенов (Салым Petroleum Development N.V., Moscow)

Адрес для связи: Agafonova.NV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: ценообразование в капитальном строительстве, стоимость строительства, управление проектом, качество сметной документации, жизненный цикл проекта, риски, экспертиза проектно-сметной документации

The quality of estimates of objects in oilfield

N.V. Agafonova (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg), D.V. Parfenov (Salym Petroleum Development N.V., RF, Moscow)

The article is devoted to a joint survey of the quality of estimate documentation and its impact on the construction cost at all stages of the implementation of major projects in the field of exploration and production. The stages of the project life cycle are indicated; the elements of construction cost are described. The risk analysis in the absence of quality the estimate documentation has been performed, basic considerations have been formed for quality of the estimate. A practical experience of the expertise of construction and estimate documentation by the Office of the Departmental expertise of OOO Gazpromneft NTC is summarized in the most capital intensive projects to development oil and gas fields of the Gazprom Neft Group.

Keywords: pricing in major construction, construction cost, project management, quality of estimate documents, project life cycle (PLC), project risks, expertise of construction and estimate documentation

Введение

Статья посвящена комплексному исследованию качества сметной документации и ее влиянию на стоимость строительства на всех этапах реализации крупных проектов в области разведки и добычи. Обозначены этапы жизненного цикла проекта, описаны элементы стоимости строительства. Выполнен анализ рисков при отсутствии качества сметной документации, сформированы основные критерии качества сметы.

Стоимость строительства

Жизненный цикл проекта включает следующие этапы (рис. 1).

- **Оценка.** Проведение предварительной оценки возможного проекта.
- **Выбор.** Разработка и рассмотрение различных вариантов реализации проекта (разработки и обустройства месторождения) и утверждение предпочтительного (оптимального).
- **Определение.** Получение финальной оценки необходимых ресурсов и сроков реализации, утверждение бюджета проекта и источников финансирования.

Получение необходимых разрешительных документов для начала реализации проекта.

– **Реализация.** Создание и введение в эксплуатацию производственных мощностей в соответствии с объемом работ согласно утвержденным результатам этапа «Определение». Подготовка перехода проекта от проектной группы к эксплуатирующей организации.

Каждый этап сопровождается расчетами стоимости строительства, решение о переходе на следующий этап во многом зависит от финансовой эффективности проекта, на которую влияют затраты на строительство. В связи с этим необходим грамотный расчет затрат.

Все затраты на строительство объекта включаются в «Сводный сметный расчет стоимости», где отражаются расходы на строительно-монтажные работы (СМР), оборудование и др.

На этапе «Оценка» специалисту чаще всего известен лишь технический параметр прямого функционального назначения, на этапе «Выбор» – технический параметр объекта, состав сооружений, единичные мощности оборудования, их количество и прямое функциональное назначение, этап «Определение»

ние» на стадии «Проектная документация» (ПД) дополняют данные о расположении сооружений, основные архитектурно-планировочные и конструктивные решения, принципиальные схемы технологических процессов. Стоимость на описанных двух этапах и стадии ПД этапа «Определение» формируется по стоимости по объектам-аналогам, которая представляет собой уже готовые локальные сметы на ранее построенные объекты. Однако на стадии «Рабочая документация» (РД) этапа «Определение» степень детализации позволяет оценивать стоимость по локальным сметам на основе рабочих чертежей с учетом точной качественной потребности в строительных ресурсах, их наименования и технических характеристик непосредственно проектируемого объекта. Следует отметить, что чем выше уровень детализации, тем выше точность расчета стоимости (рис. 2).

Фундамент формирования стоимости – это всегда локальные сметы, независимо от этапа реализации

проекта. Получается своеобразный «круговорот». Локальная смета создается на стадии РД этапа «Определение», далее переходит на этап «Реализация», где на основании локальной сметы оплачивается выполнение работы строительному подрядчику. Далее локальная смета переходит на новый круг: этапы «Оценка», «Выбор», «Определение» (стадия ПД), когда стоимость формируется по сметам-аналогам.

Локальная смета – это часть общей стоимости объекта, которая отражает затраты на отдельный вид работ, например, «Строительство основания насосной станции» или «Монтаж блок-бокса насосной станции» (рис. 3). Объектная смета отражает стоимость сооружения в целом, включает набор локальных смет на все виды работ, необходимых для строительства соружения, например, «Строительство насосной станции». Сводный сметный расчет учитывает все необходимые затраты на реализацию строительства объекта: СМР на полный комплекс со-

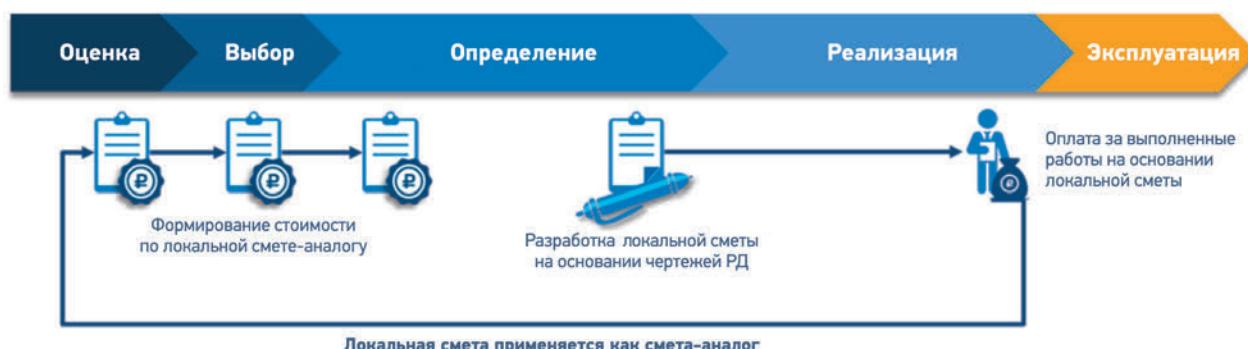


Рис. 1. Жизненный цикл локальной сметы

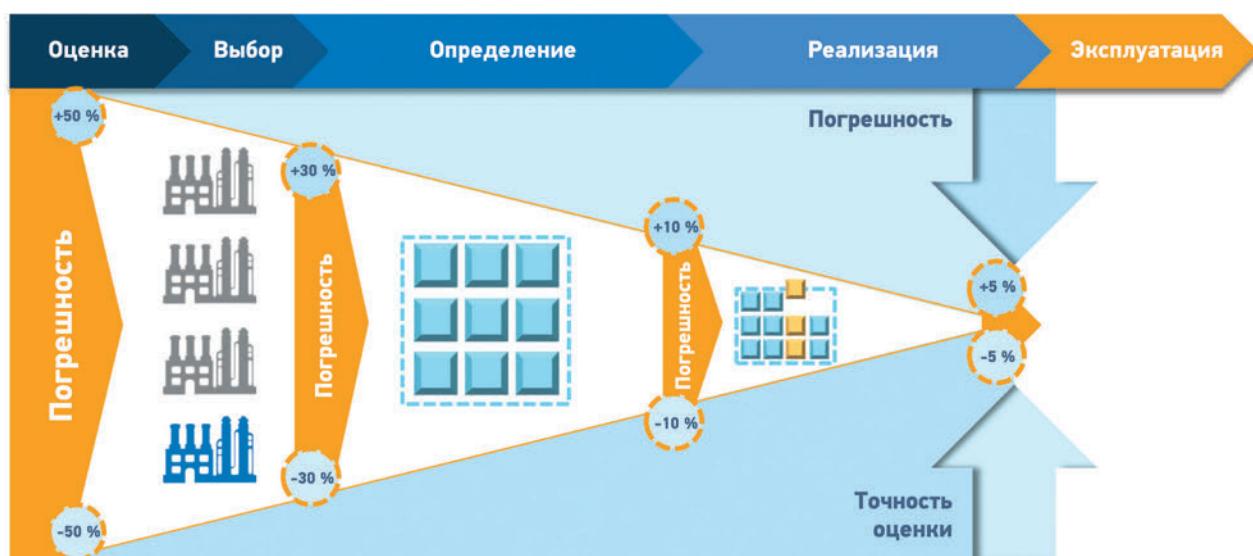


Рис. 2. Точность расчета стоимости



Рис. 3. Структура сметной документации



Рис. 4. Затраты на реализацию строительства объекта

оружений, затраты на оборудование, прочие затраты сверх указанных (рис. 4).

Действующая в России система ценообразования в области строительства несовершенна, этот факт подтверждает Минстрой России. 25 ноября 2015 г. на заседании Комиссии Общественного совета при Минстрое России была официально представлена и одобрена Концепция «400 дней», по которой к 2018 г., а возможно и раньше, российская система ценообразования перейдет на модернизи-

рованную современную систему ценообразования в строительстве. Основными направлениями реформы является актуализация сметно-нормативных баз, реализация государственной информационной системы, регулярный мониторинг стоимости строительных ресурсов, повышение профессионального уровня экспертного сообщества.

Таким образом, создаются масштабные государственные системы с целью формирования качественных инструментов, обеспечивающих получение

Риск	Погрешность при планировании
Вероятность	Высокая
Последствия	Неверное распределение денежных средств. Требуется нормализация плана капитальных вложений
Риск	Переплата Подрядчику
Вероятность	Высокая
Последствия	Нецелесообразное расходование средств компании
Риск	Недоплата Подрядчику
Вероятность	Высокая
Последствия	Банкротство Подрядчика, уход с площадки, срыв сроков строительства, дополнительные ресурсы на проведение новых отборов Подрядчика
Риск	Пренебрежение Заказчиком с Подрядчиком
Вероятность	Высокая
Последствия	Снижение авторитета Заказчика, дополнительные ресурсы для принятия решения, дополнительные объемы работ

Рис. 5. Риски при низком качестве сметной документации

достоверной стоимости строительства на различных этапах реализации проекта. Смета – это ключевой инструмент формирования стоимости, который отражает множество характеристик: цены, сочетание всех существующих норм и правил сметного ценообразования. Чем выше качество составления сметной документации, тем выше точность оценки проекта, а следовательно, ниже риски, связанные с качеством документации (рис. 5).

Эталон качества сметной документации

Качество сметной документации – степень соответствия совокупности присущих смете характеристик необходимым требованиям (ISO 9001-2011).

К смете предъявляются следующие требования (критерии качества).

– **Полнота**. Учет всего объема работ;

– **Достоверность**. Соответствие техническому заданию, нормативно-методическим документам, нормативно-правовым актам в области ценообразования в строительстве. Отражение истинной стоимости.

– **Нейтральность**. Беспристрастность при учете данных.

– **Понятность**. Доступность для понимания пользователей.

– **Практичность**. Применение в настоящее время и в будущем.

– **Точность**. Точное отражение технологии выполнения работ, объемов и стоимости.

Таким образом, определив степень соответствия существующих характеристик сметы критериям качества, можно понять, есть ли сомнения в достоверности стоимости, требуется ли корректировка (рис. 6).



Рис. 6. Оценка степени соответствия характеристик сметы критериям качества

Заключение

До 2011 г. в ПАО «Газпром нефть» проверка смет на качество проходила хаотично, не носила глобального и системного характера.

В 2011 г. были сделаны первые попытки системно организовать процесс экспертизы смет. В ООО «Газпромнефть НТЦ» группа специалистов начала проверку проектной документации на мало-бюджетное строительство. Вследствие минимального набора специалистов по направлениям комплексно проверялись сметы, выборочно – чертежи. Со временем руководители все более утверждались во мнении, что ведомственная экспертиза проектов – это мощнейший инструмент повышения качества как смет, так и заданий на проектирование, основных технических решений, проектной и рабочей документации.

С 2014 г. штат специалистов-экспертов ООО «Газпромнефть НТЦ» увеличился до 42 человек, в настоящее время ведомственная экспертиза охватывает полный комплекс технических и цено-вых направлений, обеспечивающих комплексную экспертизу большинства капиталоемких проектов обустройства нефтегазовых месторождений Группы компаний «Газпром нефть». Процедура экспертизы выстроена по методологии и стандартам компании под руководством М.И. Сайфутдинова,

С.В. Буторова, со стороны ООО «Газпромнефть НТЦ» процессом управляют Ю.В. Максимов, Д.В. Чермных. В 2016 г. проведена экспертиза более 30 проектов с изначально запланированной стоимостью строительства более 135 млрд руб. В результате сумма капитальных вложений сокращена на 5,5 %.

Особенностью проведения экспертизы смет в компании является получение Заказчиком не только замечаний к локальным сметам, но и откорректированной расчетной стоимости строительства. При этом обязательна обратная связь с проектными институтами. По каждому замечанию проектный институт корректирует сметы, направляет их на повторную экспертизу, и только после снятия всех замечаний заказчику отправляется положительное заключение.

На сегодняшний день ведомственная экспертиза сметной документации в компании «Газпром нефть» – неотъемлемая составляющая единого процесса формирования стоимости строительства. Дальнейшее развитие компетенций по данному направлению позволит закрепить существующий эффект. Не следует останавливаться на достигнутом, функциональные лидеры совместно с экспертами определяют новые задачи по разработке и внедрению действенных инструментов повышения качества и достоверности цены строительства.

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Первый заместитель
Генерального директора
ПАО «Газпром нефть»
В.В. Яковлев



ОТВЕТСТВЕННЫЙ РЕДАКТОР

Директор Дирекции
по технологиям
ПАО «Газпром нефть»
М.М. Хасанов



Директор Дирекции
по добыче
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Жагрин



Директор Дирекции
по крупным проектам
ПАО «Газпром нефть»
Д.А. Сугаипов



Директор Дирекции
по ГРР и РРБ
ПАО «Газпром нефть»
А.А. Вашкевич



Директор Дирекции
по газу и энергетике
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Гладченко



Начальник Департамента
геологии и разработки
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Билинчук



Начальник Департамента
по бурению и внутренним
скважинным работам
ПАО «Газпром нефть»
И.Ф. Рустамов



Начальник Департамента
добычи нефти и газа
ПАО «Газпром нефть»
Н.А. Шушаков



Технический директор
ООО «Газпромнефть-
Развитие»
В.П. Батрашкин



Заместитель
Генерального директора
по капитальному
строительству
ООО «Газпромнефть-
Развитие»
М.И. Сайфутдинов



Заместитель
Генерального директора
по технике и технологиям
добычи нефти
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.Г. Сулейманов



Заместитель
Генерального директора
по геологии и разработке
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.Н. Ситников



Заместитель
Генерального директора
по геологоразведочным
работам и развитию
ресурсной базы
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.С. Бочков



Заместитель
Генерального директора
по концептуальному
инжинирингу
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Ю.В. Максимов



Департамент
новых технологий
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Д.О. Прокофьев



Начальник Департамента
по бурению и внутренним
скважинным работам
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Г.Д. Садецкий

АВТОПАМ

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

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)

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



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

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА,
ученый секретарь ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

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

ПО ВОПРОСАМ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКЛАМЫ

Елена Сергеевна ЕРОХИНА,
руководитель направления Управления по связям
с общественностью и корпоративным коммуникациям

Erokhina.ES@gazpromneft-ntc.ru
тел.: +7 (812) 313-69-24 (*3381)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 8 (a , b , c 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.

2800 м

ТЕХНОЛОГИИ ЛИДЕРСТВА

«Научно-технический центр «Газпром нефти» внедряет высокоеффективные технологии освоения месторождений, что позволяет увеличить долю высокотехнологичных скважин Компании до рекордных показателей в нефтегазовой отрасли.*

*По данным отчетности компании за 2016 год.



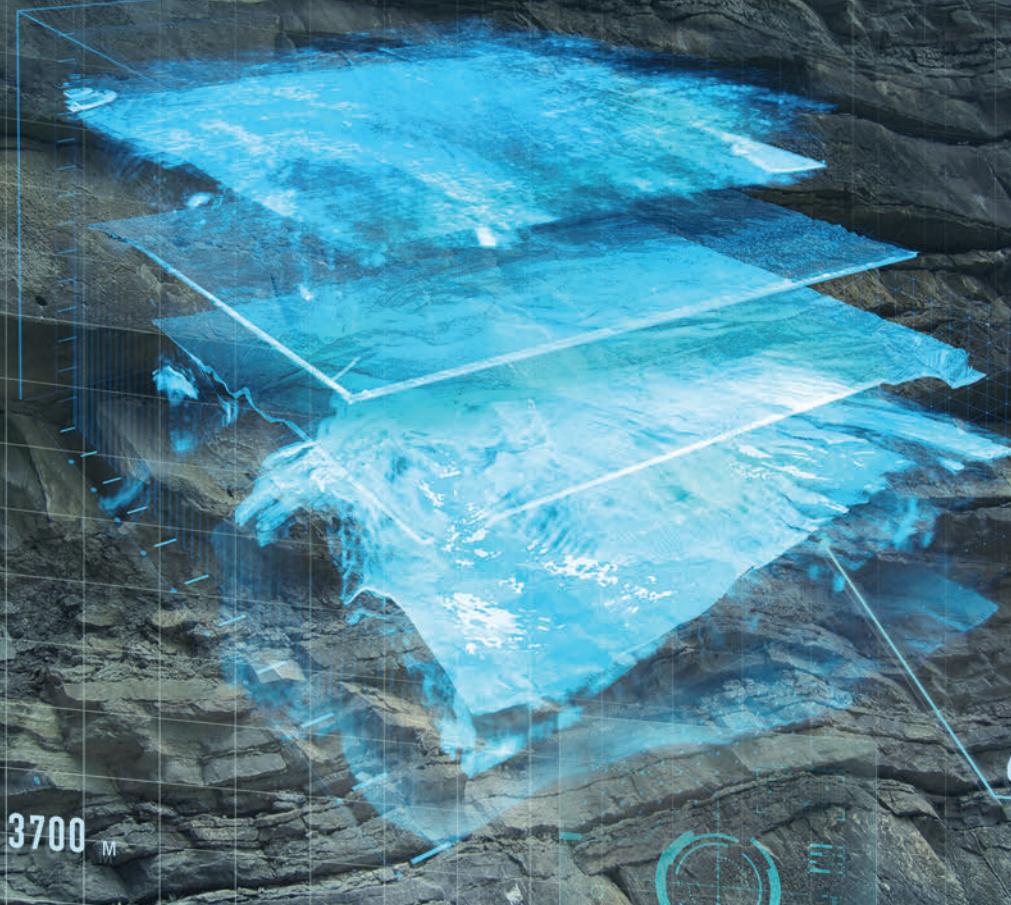
РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧЕСКИ
ОБОСНОВАННЫХ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ
ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ
НЕФТИ



ЦЕНТРЫ КОМПЕТЕНЦИЙ
И СИСТЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ЗНАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ



3700 м