

64
стр.
Перспективы развития
гибких насосно-
компрессорных труб
в России

75
стр.
Геологическая основа
для экспресс-оценки
ценности информации

15
стр.
Ранняя проработка интегриро-
ванной концепции развития
повышает ценность проекта
геолого-разведочных работ

Когнитивные технологии – новый этап развития
систем менеджмента знаний для нефтяной отрасли

стр. 40



ЦИФРОВАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Цифровые модели нефтяных месторождений помогают нам строить высокотехнологичные скважины для добычи ранее недоступной нефти. Из единого центра в Санкт-Петербурге мы дистанционно управляем бурением сотен скважин, расположенных за тысячи километров в Западной Сибири.



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU

НОВОСТИ КОМПАНИИ

3

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

12

Асмандияров Р.Н., Буторин А.В., Попов К.А., Салихов Т.М., Хайдарова Р.Р., Ященко Г.Г.

Оценка перспектив газоносности коньяк-сантонаского яруса на территории Ноябрьского региона и планирование опытно-промышленных работ

Asmandiyarov R.N., Butorin A.V., Popov K.A., Salikhov T.M., Khaidarova R.R., Yashchenko G.G.

Gas potential prospects assessment of Coniacian-Santonian age sediments in Noyabr'sky region and planning of pilot works

18

Дымочкина М.Г., Киселев П.Ю., Пислегин М.Н., Кузьмин Т.Г., Муллагалиев А.Т.

Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее

Dymochkina M.G., Kiselev P.Yu., Pislegin M.N., Kuzmin T.G., Mullagaliev A.T.

Geological and economic evaluation (GEE): from present to future

24

Клятышева Л.Р., Стремичев Е.В., Ильина М.Г.

Изучение неопределенности оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и анализ ее влияния на подсчетные параметры залежей Балейкинского месторождения

Klyatysheva L.R., Stremichev E.V., Illina M.G.

Study of the uncertainties of reservoir Poroperm assessment and analysis of the effect on the volumetric parameters of Baleikinskoe field

28

Кубышта И.И., Павловский Ю.В., Сорокин А.С.

Влияние низкочастотной составляющей 6–12 Гц данных сейморазведки 3D на геологические результаты детерминистической акустической инверсии в условиях Восточной Сибири

Kubyshta I.I., Pavlovskiy Yu.V., Sorokin A.S.

Impact of low-frequency component 6–12 Hz of 3D seismic data on geological results of deterministic acoustic inversion. Eastern Siberia case study

36

Кузнецов М.А., Игитов С.М., Котунов Д.А., Асмандияров Р.Н., Курманов О.Е., Мирошкин В.Г., Шпиндлер А.А., Штырляева А.А.

Анализ внутреннего строения и нефтеносности пласта БВ₉ ачимовской толщи на территории деятельности ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Kuznetsov M.A., Igitov S.M., Kotunov D.A., Asmandiyarov R.N., Kurmanov O.E., Miroshkin V.G., Shpindler A.A., Shtyrliaeva A.A.

Internal structure and oil content analysis of the BV₉ layer of the Achimov stratum in the activity area of Slavneft-Megionneftegaz JSC

41

Ситников А.С., Асмандияров Р.Н., Митяев М.Ю.

Геологическая основа для экспресс-оценки ценности информации

Sitnikov A.S., Asmandiyarov R.N., Mityaev M.Y.

Geological basis for rapid assessment of the value of information

46

Орлов В.А., Ошмарин Р.А., Бочков А.С., Масалкин Ю.В., Яковлев С.А., Ульянов В.Л., Данилин М.А.

Повышение ценности проекта геолого-разведочных работ на основе ранней проработки интегрированной концепции развития

Orlov V.A., Oshmarin R.A., Bochkov A.S., Masalkin Yu.V., Yakovlev S.A., Ulyanov V.L., Danilin M.A.

Maximization of major oil&gas project value at identification/access stage by reframing of exploration strategy

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

51

Легкоконец В.А., Мардашов Д.В., Морозов А.В.

**Прогноз эффективности проведения водоизоляционных
работ на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного
месторождения**

Legkokonets V.A., Mardashov D.V., Morozov A.V.

Water shut-off treatment efficiency forecasting in the context
of Yamburgskoe oil-gas condensate field

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

56

Кибиров Е.А., Музичук П.С.

**Оптимизация работы защиты от аварийных
отключений электроэнергии в станции управления
установкой электроцентробежных насосов
на объектах ПАО «Газпром нефть»**

Kibirev E.A., Muzichuk P.S.

Optimization of protection against emergency shutdown in the control station
of submersible pumps at the fields of Gazprom Neft**63**

Симаков С.М.

**Перспективы применения гибких
насосно-компрессорных труб в России**

Simakov S.M.

Prospects for coiled tubing development in Russia

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

68

Власов А.И., Можчиль А.Ф.

**Обзор технологии: от цифрового к интеллектуальному
месторождению**

Vlasov A.I., Mozhchil A.F.

Technology Overview: From digital to intelligent field

75

Серебрякова Д.А., Маргарит А.С.

**Развитие технологий моделирования PVT-свойств
в Блоке Разведки и Добычи ПАО «Газпром нефть»**

Serebryakova D.A., Margarit A.S.

Technology development PVT simulations in the Upstream Division of Gazprom Neft Company

78

Белоzerosов Б.В., Викторов Е.В., Кирьянов Е.Л.

**Когнитивные технологии как новый этап развития
систем менеджмента знаний**

Belozerov B.V., Victorov E.V., Kiryanov E.L.

Cognitive technologies as a new stage of knowledge management
systems in oil and gas industry

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И IBM РАСШИРЯЮТ СОВМЕСТНУЮ РАБОТУ НАД ЦИФРОВЫМИ ПРОЕКТАМИ

«Газпром нефть» и IBM договорились о расширении сотрудничества в новых технологических проектах нефтедобычи при освоении месторождений на суше. Одним из возможных направлений может стать работа над методологией внедрения в «Газпром нефти» Цифровой лаборатории. На базе Цифровой лаборатории будут тестироваться новые технологии для повышения эффективности геологоразведки и бурения (программные продукты на основе искусственного интеллекта, предиктивной аналитики, Big Data, промышленного интернета вещей и др.). Первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев отметил: «Наша компания нацелена на лидерство в промышленной цифровизации. Совместно с IBM мы будем расширять накопленный опыт внедрения прорывных IT-разработок в геологии и бурении. Применение искусственного интеллекта для анализа больших данных доказало возможность повышать экономическую эффективность наших проектов за счет принятия быстрых и оптимальных решений». Специалисты «Газпром нефти» и IBM уже разработали совместную программу для цифрового управления процессами нефтедобычи при освоении месторождений на суше. В стадии реализации не-

сколько проектов в области автоматизированного анализа геоинформационной системы, изучения геологии и прогнозирования осложнений в процессе бурения. Также компании развивают партнерство в рамках Центра управления проектами «Газпром нефти», призванного максимально повысить точность результатов прогнозирования и сократить время реализации крупных проектов. «Согласно исследованиям IBM Institute for Business Value, проведенным среди руководителей нефтегазовых концернов, цифровая трансформация и применение соответствующих технологий становятся основным драйвером роста эффективности организаций, позволяя сохранять лидерские позиции на рынке даже в такой сложной конкурентной среде как нефтегазовая отрасль. Совместные проекты с „Газпром нефтью“ являются наглядной демонстрацией правильности данного подхода», — сказал генеральный директор IBM в России и СНГ Андрей Филатов.



GAZPROM NEFT MIDDLE EAST B.V. ДОБЫЛА 1 МИЛЛИОН ТОНН НЕФТИ В КУРДИСТАНЕ

Gazprom Neft Middle East B.V., дочерняя компания «Газпром нефти», добыла 1 млн тонн нефти на месторождении Garmian, расположенном в Курдском регионе Республики Ирак. Совокупный суточной объем нефтедобычи превысил 23 000 баррелей (3100 тонн). На месторождении работают две скважины, идет подготовка к бурению третьей скважины Sarkala-3. Месторождение характеризуется уникально высокими пластовым давлением и температурой.

Первая нефть на блоке Garmian была получена в 2011 году, в 2015 году началась коммерческая отгрузка сырья с месторождения. На сегодняшний момент завершен первый этап расширения мощности установки сбора и подготовки нефти до 25 000 баррелей в сутки, продолжается расширение инфраструктуры до 35 000 баррелей.

«Один миллион тонн — действительно важная веха для компании Gazprom Neft Middle East B.V. Команде приходилось работать с большими геологическими неопределенностями, находить уникальные решения. Сегодня мы хорошо понимаем структуру место-

рождения и готовы к новым вызовам», — прокомментировал генеральный директор Gazprom Neft Middle East B.V. Сергей Петров.

Справка

В Курдском регионе Республики Ирак «Газпром нефть» участвует в реализации двух проектов: Shakal и Garmian. Доля «Газпром нефти» в блоке Shakal составляет 80 % (20 % — у правительства Курдского региона), в блоке Garmian доля «Газпром нефти» составляет 40 %, регионального Правительства Курдистана — 20 %, канадской компании Western Zagros — 40 %. «Газпром нефть» является оператором проекта Garmian с 29 февраля 2016 года.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ИСПОЛЬЗУЕТ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Сотрудники Научно-Технического Центра «Газпром нефти» совместно со специалистами компании «Газпромнефть-Восток» на Арчинском месторождении (Томская область) провели первый повторный гидроразрыв пласта (ре-фрак) с использованием специальных химических веществ и полимеров нового поколения. Дальнейшее тиражирование технологии может увеличить до 50 % объем добычи нефти на месторождениях с карбонатными залежами, запасы которых составляют более 40 % извлекаемых запасов компании. Во время проведения гидроразрыва на месторождениях с карбонатными породами используются химические вещества, которые создают в пласте трещины: по ним нефть поступает в скважину. Чем больше протяженность трещин, тем больший объем залежи они могут охватить.

НТЦ и «Газпромнефть-Восток» провели повторный гидроразрыв пласта с использованием загущенной кислоты и передовых полимеров. С помощью специальных рецептур снижается скорость реакции состава с породой, что позволяет реагенту охватывать дополнительные зоны нефтеносного пласта, создавая более протяженные трещины. Специалисты «Газпром нефти» проработали вари-

анты технологических решений, подходящих для условий Арчинского месторождения. После проведения экспериментальной обработки скважины первый месяц эксплуатации показал двукратное увеличение объема добычи нефти. Испытание технологии высоковязкого синтетического полимера-загустителя будет продолжено на других карбонатных залежах месторождений «Газпром нефти». «Работа с трудноизвлекаемыми запасами нефти — одно из важных направлений технологической стратегии "Газпром нефти". Мы постоянно совершенствуем существующие технологии, используем комбинированные решения из разных научных дисциплин, учитываем специфику наших активов. Благодаря такому комплексному подходу "Газпром нефть" входит в число российских отраслевых технологических лидеров», — отметил директор по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании Марс Хасанов.

Добыча нефти из карбонатных коллекторов

Газпром
Стремимся к большему!

Технологический вызов

Значительная часть нефти находится в несвязанных между собой микротрещинах

Первое пространство с нефтью

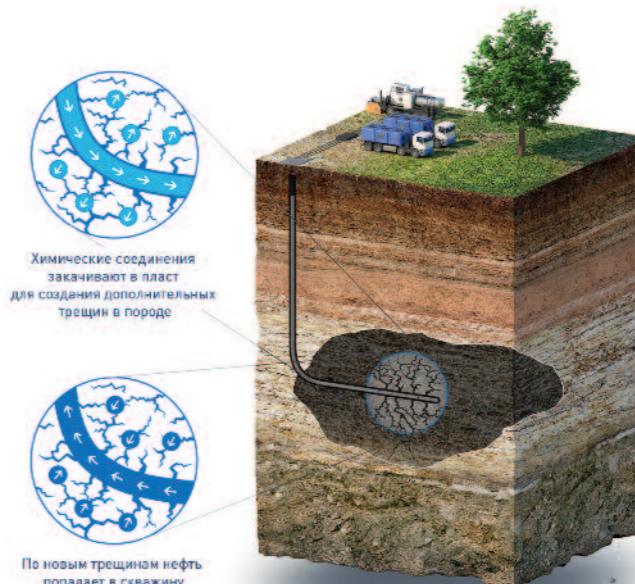


Решение

Многостадийный химический гидроразрыв пласта

Результат

Увеличение добычи нефти на 3–4 года



Среднее глубина залегания 3,5 км
Средний ширина трещин 20-30 м

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ ЛЕДОКОЛ «АЛЕКСАНДР САННИКОВ» ВОШЕЛ В СОСТАВ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ФЛОТА

Церемония поднятия флага России на ледоколе «Александр Санников» состоялась в Санкт-Петербурге. Построенный на верфях Выборгского судостроительного завода по заказу компании «Газпром нефть» ледокол будет сопровождать танкеры с Новопортовского месторождения в районе Северного морского пути. Новое судно внесет вклад в обеспечение круглогодичных поставок арктической нефти на мировой рынок.

На ледоколе «Александр Санников» внедрены современные системы динамического позиционирования и интегрального управления. «Александр Санников» стал первым ледоколом, построенным по программе «Время Арктики». В рамках этой программы уже спущены на воду и эксплуатируются шесть танкеров для транспортировки нефти с Новопортовского месторождения, которые будет сопровождать новый ледокол. При этом «Газпром нефть» будет продолжать инвестировать в развитие инфраструктуры на полуострове Ямал в районе Нового Порта с целью достижения максимальной эффективности добычи всех видов углеводородов на полуострове. В связи с этим «Газпром нефть» делает ставку на создание собственного арктического флота.

«По нашим прогнозам к 2030 году потребность рынка перевозок по Северному морскому пути увеличится на треть. Развитие собственного арктического флота позволит компании в долгосрочной перспективе удерживать лидерство в российской Арктике». Следом за «Александром Санниковым» в высокой степени готовности уже находится наш второй высокотехнологичный ледокол — «Андрей Вилькицкий», — отметил председатель правления компании «Газпром нефть» Александр Дюков.

Капитан Александр Киселев доложил Александру Дюкову об уникальных преимуществах нового ледокола, в числе которых максимальная автоматизация всех систем управления судном.

На ледоколе «Александр Санников» внедрены современные системы динамического позиционирования и интегрального управления. Судно построено так, чтобы обеспечить возможность до 40 дней автономной работы при экстремальных температурах минус 50 °C. Бортовые компьютеры полностью регулируют жизнеобеспечение ледокола, запускают генераторы, синхронизируют оборудование, управляют аварийными режимами, регулируют температурные и технологические режимы на всех палубах судна. Цифровизация управления ледоколом повысила эффективность работы экипажа — для выполнения аналогичного функционала на других ледокольных

судах требуется двукратное увеличение численности команды.

На чистой воде «Александр Санников» разгоняется до 16 узлов (30 км/ч), способен совершить поворот на 360 ° за минуту, при мощности 22 МВт показывает ледопроходимость, сопоставимую с атомными ледоколами, имеющими большую мощность. Такие преимущества «Александру Санникову» обеспечивают особая форма корпуса и три пропульсивные азимутальные вращающиеся установки типа «Azipod», расположенные в носовой и кормовой частях. Классические ледоколы наезжают на лед и ломают его своим весом. «Александр Санников» с помощью винтов-азимидов и корпуса разрезает лед и фрезерует его, что дает преимущества в маневренности.

Собственная пожарная станция, госпиталь, вертолетная площадка, аварийные катера, мощная лебедка и кран грузоподъемностью 26 т — по функционалу «Александр Санников» превосходит большинство существующих ледоколов. Помимо помощи танкерам он может самостоятельно перевозить грузы, выполнять функции буксировщика и участвовать в спасательных операциях.

«Для нас сегодня двойной, а может быть даже тройной праздник, — сказал на церемонии поднятия флага президент Объединенной судостроительной корпорации Алексей Рахманов. — Во-первых, сдачей этого ледокола мы открываем „Ворота Арктики“, которые теперь будут под надежной защитой судна сопровождения морских операций. Во-вторых, мы передаем „Александра Санникова“ в годовщину Дня кораблестроителя, который мы, корабельы, сегодня празднуем вместе со своими заказчиками. И, в-третьих, мы отправляем в плавание самый мощный дизель-электрический ледокол, который когда-либо был создан на российских верфях. К тому же доля российских комплектующих в „Александре Санникове“ превышает все ранее достигнутые параметры». Значительная часть оборудования, установленного на ледоколе «Александр Санников» — российского производства. Центр судоремонта «Звездочка» (входит в Объединенную судостроительную корпорацию) в Северодвинске оснастил судно самым современным носовым подруливающим устройством. Также отечественные производители обеспечили ледокол современным навигационным оборудованием, ходовым мостиком, генераторами — важнейшими элементами, которые обеспечивают работу ледокола.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «БАЖЕН» ОБЕСПЕЧИТ БУДУЩЕЕ РОССИЙСКОЙ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

«Газпром нефть» создала в Ханты-Мансийском автономном округе дочернее общество ООО «Технологический центр Бажен», главной задачей которого станет формирование комплекса коммерчески эффективных российских технологий для освоения баженовской свиты.

Портфель активов нового юридического лица будет сформирован из лицензионных участков (ЛУ), находящихся сейчас на балансе компании «Газпромнефть-Хантос» и имеющих хорошие перспективы работы с запасами баженовского горизонта. Баженовский кластер составят Пальянская площадь Красноленинского месторождения, пять лицензионных участков Нялинской группы и три участка Салымского месторождения.

Поиск методов разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти в России — один из стратегических приоритетов «Газпром нефти». Проект разработки комплекса отечественных технологий эффективного освоения баженовской свиты, реализацию которого инициировала компания, в мае 2017 года получил статус национального. В его рамках формируется пул нефтяных компаний, научно-исследовательских и сервисных организаций, производителей промышленного оборудования, заинтересованных в

решении задачи.

На сегодня проект «Бажен» насчитывает более 20 партнеров-участников. «Газпром нефть» планирует инвестировать в его реализацию порядка 7,5 млрд рублей, рассчитывая начать коммерческую добычу баженовской нефти уже в 2025 году.

«Разработка баженовской свиты — это настоящий вызов: несмотря на значительный путь, который мы уже прошли, впереди нас ждет по-прежнему длинная дистанция. Наша финальная стратегическая задача — максимальное сокращение себестоимости добычи нефти из бажена. Более краткосрочная тактическая цель — подобрать оптимальные технические решения. Мы рады, что к нам присоединяются все новые участники. Уверен, что вместе уже в обозримом будущем мы сможем выработать инновационные решения, которые позволят рентабельно разрабатывать баженовскую свиту, — отметил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

Национальный проект «Технологический центр Бажен»

Что такое баженовская свита?

Горизонт горных пород в Западной Сибири. Глубина залегания 2–3 тыс. м. Относится к категории нетрадиционных запасов.



ГАЗПРОМ
нефть
Стремимся
к большему!

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ СВЕРХНАДЕЖНОЕ ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» совместно со специалистами «Газпромнефть-Хантоса» и российскими компаниями разработали комплекс инженерно-технических решений для создания долговечных нагнетательных скважин. По предварительным расчетам, срок службы нового оборудования без ремонта – до 15 лет, что в 4 раза превышает традиционные показатели. Увеличение времени эксплуатации позволит не только сократить операционные затраты, но и повысит эффективность разработки месторождений. Первая долговечная нагнетательная скважина уже начала работу на Южно-Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса».

Для разработки месторождений используются добывающие и нагнетательные скважины. Через нагнетательные скважины в пласт закачивается вода, газ или реагенты, которые вытесняют нефть в сторону добывающих скважин. Такой способ разработки позволяет повысить объем добычи, «вымывая» из пласта дополнительные объемы нефти. Это один из основных методов освоения месторождений в российской нефтегазовой отрасли, получивший название « заводнение». Однако из-за воздействия высоких нагрузок и агрессивной химической среды примерно один раз в 3–4 года скважины приходится останавливать на ремонт, что приводит к сокращению объемов добычи. Чтобы избежать потерь, возникающих во время простой скважины, специалисты «Газпром нефти» провели испытание российского скважинного оборудования, срок службы которого без обязательного ремонта должен составить 15 лет. Для этого при строительстве скважины используются новые материалы, устойчивые к высокому давлению и различным хими-

ческим веществам. Также для дополнительной защиты конструкции применяется специальное герметизирующее оборудование – пакеры с дополнительными защитными покрытиями.

В 2018 году на Южно-Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса» планируется протестировать несколько долговечных скважин. Увеличение себестоимости новых конструкций полностью компенсируется дополнительными объемами добычи и снижением операционных издержек.

«Высокая надежность и безопасность – приоритетные направления нашего бизнеса, позволяющие предприятию быть лидером по эффективности на всех этапах производства. Сегодня отечественные производители с успехом отвечают нашим требованиям, предлагая оптимальные решения и технологии. Применение новых конструкционных подходов к строительству и ремонту высокотехнологичных нагнетательных скважин позволит повысить качество управления разработкой месторождения», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Хантоса» Алексей Кан.

«Газпром нефть» непрерывно работает над повышением экономической эффективности добычи углеводородов. Мы снижаем операционные расходы, параллельно делая ставку на безопасность и долговечность оборудования. Для этого мы активно работаем с российскими партнерами, которые могут предложить новые решения, отвечающие потребностям компаний», – отметил директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор НТЦ Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И КННК ОБЪЕДИНЯЮТ УСИЛИЯ В РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В рамках Восточного экономического форума «Газпром нефть» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК) заключили соглашение о технологическом сотрудничестве. Документ подписали председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков и председатель совета директоров КННК Ван Илинь.

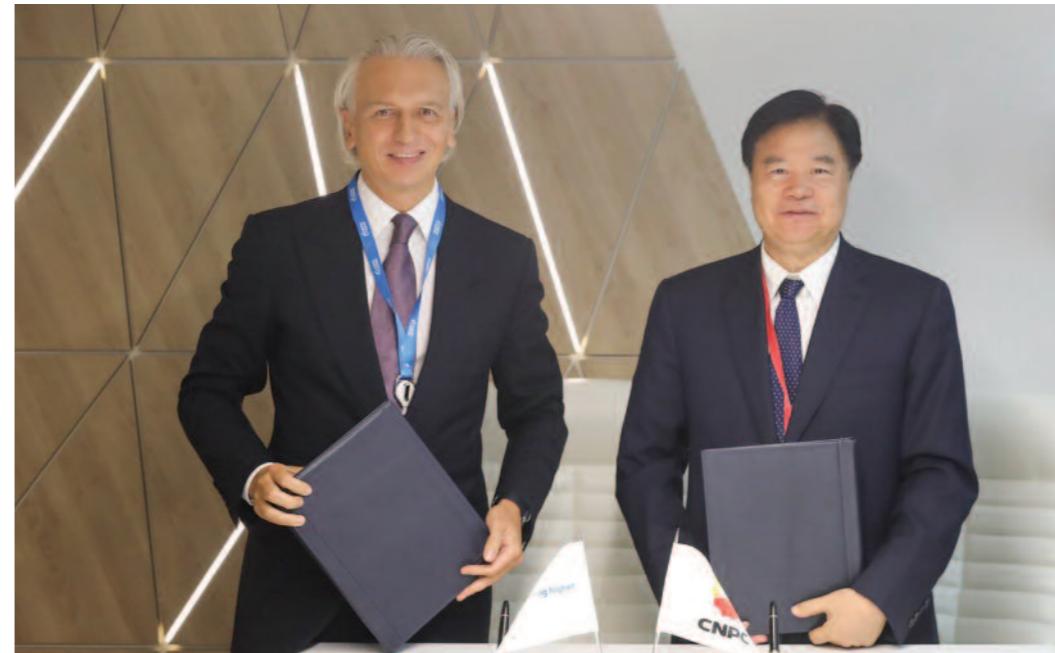
Одним из основных направлений сотрудничества «Газпром нефти» и КННК будет являться разработка и внедрение передовых методов увеличения нефтеотдачи, в том числе, заводнения с использованием полимеров и поверхностно-активных веществ*. Первым шагом в рамках совместной работы станет подготовка технико-экономического обоснования для оценки целесообразности использования ПАВ- заводнения на Суторминском месторождении в ЯНАО. С учетом его результатов стороны примут решение о проведении опытно-промышленных испытаний, направленных на определение перспективности внедрения технологии на всем месторождении. В будущем полученный опыт сможет также быть тиражирован и на другие активы компании.

«Газпром нефть» обладает опытом применения технологии ПАВ-полимерного заводнения на своих активах. Высокая эффективность данного метода была доказана на Западно-Салымском месторождении (ХМАО), где его использование обеспечило повышение коэффициента извлечения нефти на истощенном участке актива до 69%, из которых эффект от применения заводнения составил 17 %. Объединение усилий Научно-Техничес-

кого Центра «Газпром нефти» с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией отражает интерес компаний к современным методам повышения нефтеотдачи, позволяющим вовлечь в разработку значительный объем углеводородов на зрелых месторождениях.

«Повышение эффективности добычи углеводородов является одним из приоритетных направлений технологического развития „Газпром нефти“. Инновационные методы увеличения нефтеотдачи обеспечивают рост продуктивности недропользования и позволяют нам продлить жизнь многих месторождений Западной Сибири. Соглашение с КННК, которая входит в число мировых лидеров в сфере использования инструментов ПАВ- заводнения, является еще одним шагом к развитию технологических компетенций „Газпром нефти“. В рамках этого партнёрства мы видим хорошие перспективы в области повышения эффективности освоения зрелых активов компании» — отметил председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

Председатель совета директоров КННК Ван Илинь заявил: «Это только начало нашего сотрудничества в сфере внедрения технологии полимерного заводнения. Успешная реализация первого этапа проекта позволит нам в будущем распространить применение технологии, успешно показавшей себя на месторождении «Дацин» в Китае, и на другие активы «Газпром нефти».



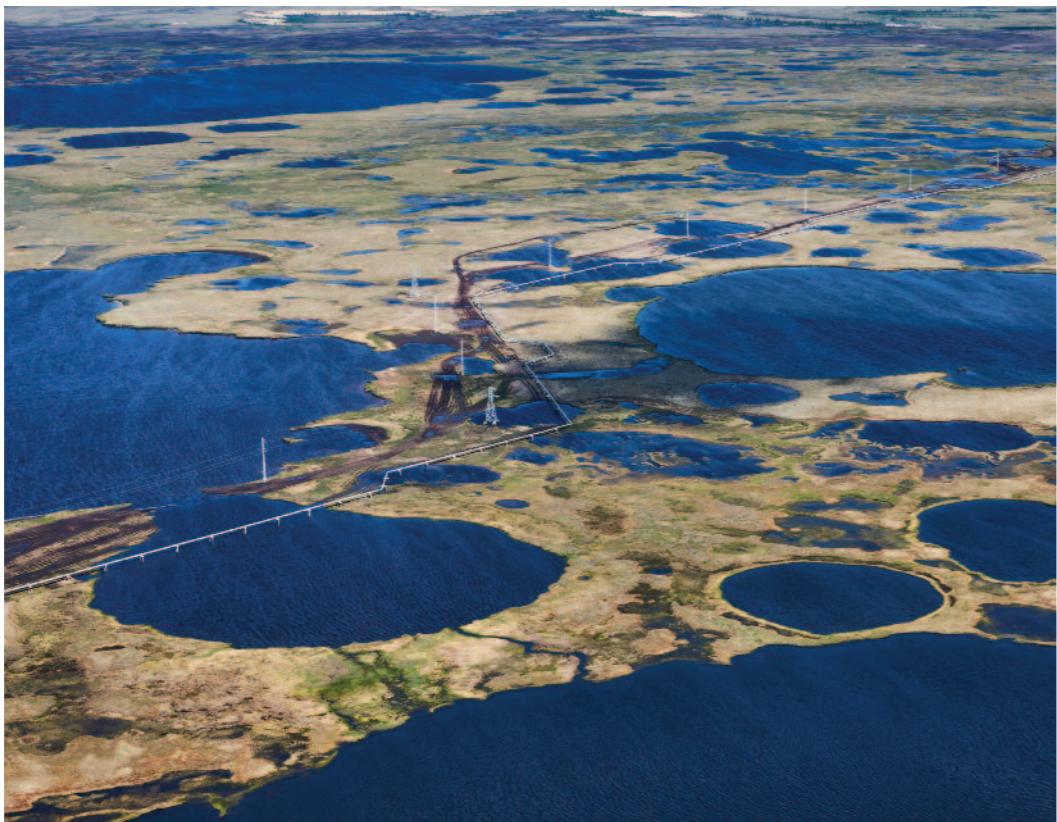
НА ЗАПАДНОЙ МЕССОЯХЕ ОТКРЫТА НЕФТИНАЯ ЗАЛЕЖЬ, СОПОСТАВИМАЯ С САМОСТОЯТЕЛЬНЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ

«Мессояханефтегаз» в ходе комплексной программы геологических испытаний открыл газонефтяную залежь, геологические запасы которой оцениваются в 85 млн тонн, а извлекаемые запасы в 26 млн тонн нефти, что сопоставимо с объемами самостоятельного месторождения углеводородов. Тем самым подтверждена перспективность и экономическая эффективность разработки Западно-Мессояхского лицензионного участка.

Залежь открыта по результатам бурения разведочной скважины, которая дала приток безводной нефти. Кроме того, снят ряд ключевых геологических неопределенностей по структурной модели пласта. Параметры новой залежи аналогичны характеристикам основного нефтеносного пласта Восточно-Мессояхского месторождения, находящегося в промышленной эксплуатации, что позволяет предприятию использовать на Западном участке уже существующие решения —

горизонтальное бурение и многоствольное заанчивание скважин.

«Новая залежь, открытая в границах Западно-Мессояхского лицензионного участка, подтверждает потенциал северной группы месторождений Ямала. Продолжается формирование в Арктике мощного кластера, который обеспечит будущее нефтегазодобычи. Комплексная работа с ресурсной базой, выбор эффективных решений в поисково-разведочном бурении позволяют нам системно наращивать объем запасов на стратегически значимой территории», — заявил первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

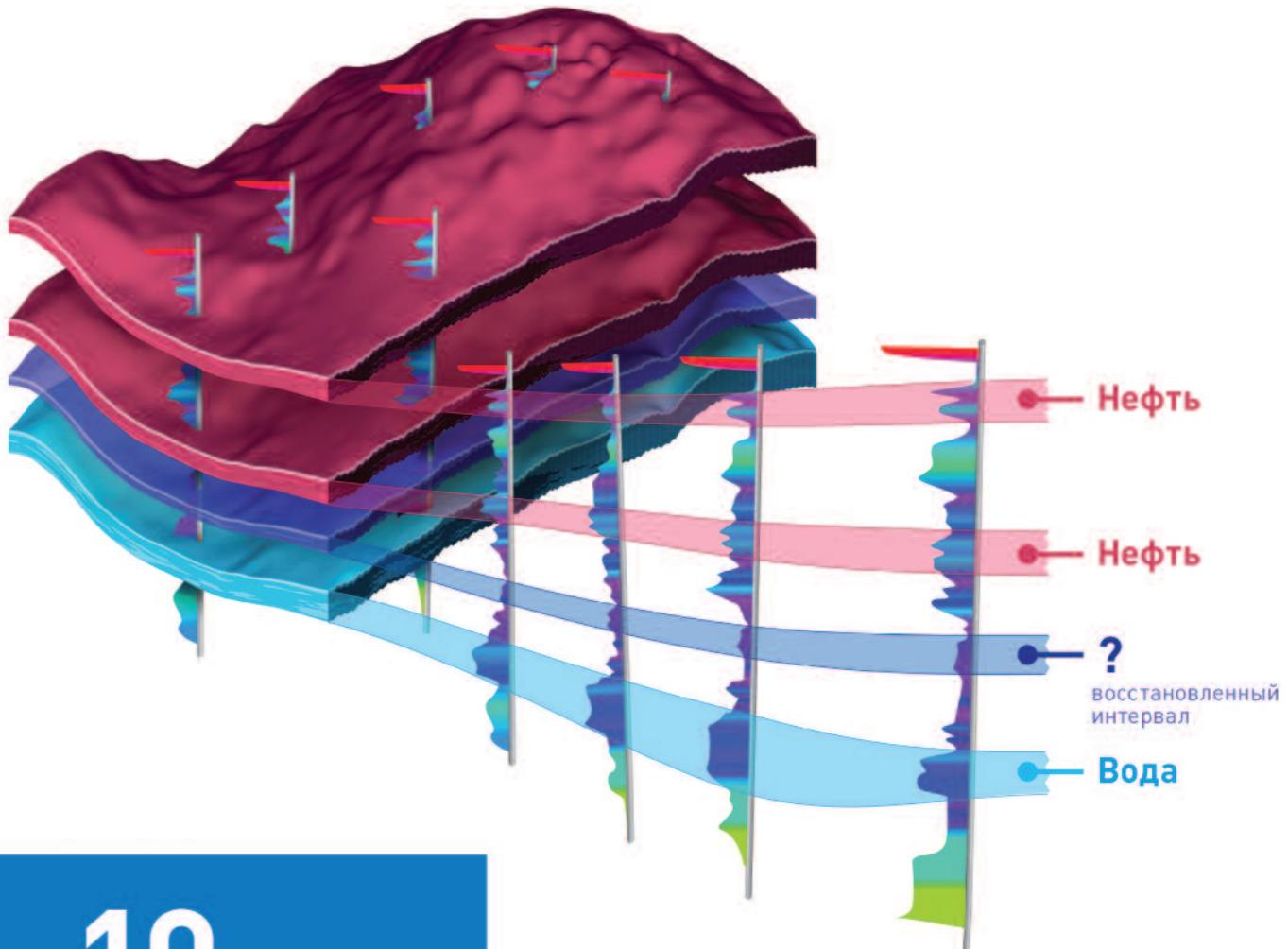


«УМНЫЙ ПОИСК» глубинных взаимосвязей

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

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

Создан прототип ПО, который находится на стадии тестирования.



в 10 раз

минимальный рост
производительности* работ



научно-техническому
центру ГАЗПРОМ НЕФТИ

* в сравнении со стандартными программными продуктами

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТИ КОНЬЯК-САНТОНСКОГО ЯРУСА НА ТЕРРИТОРИИ НОЯБРЬСКОГО РЕГИОНА И ПЛАНИРОВАНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

GAS POTENTIAL PROSPECTS ASSESSMENT OF CONIACIAN-SANTONIAN AGE SEDIMENTS
IN NOYABR'SKY REGION AND PLANNING OF PILOT WORKS

**Р.Н. Асмандияров, А.В. Буторин, к.г.-м.н., К.А. Попов,
Т.М. Салихов, Р.Р. Хайдарова, Г.Г. Ященко**
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронные адреса: Butorin.AV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: газ, оценка потенциала, сейсморазведка, коньякский ярус

R.N. Asmandiyarov, A.V. Butorin, K.A. Popov, T.M. Salikhov, R.R. Khaidarova, G.G. Yashchenko
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The aim of the work is the regional mapping of the Coniacian-Santonian sediments potential in the territory of the Noyabr'sky region. The study used all available geological and geophysical information on the region. Mapping of structural 'bright spot' anomalies in seismic data was performed and the reservoir potential index was determined according to well log data. Based on the information obtained, the most promising areas identified and an optimal approach to the planning of pilot for both new and the old wells proposed.

Keywords: gas, assessment, seismic, Coniacian age

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-12-17

ВВЕДЕНИЕ

В статье описаны результаты исследования по оценке перспектив продуктивности отложений коньяк-сантонского яруса в пределах Ноябрьского региона с привлечением региональной геолого-геофизической базы данных.

Отложения коньяк-сантонского яруса уверенно прослеживаются по сейсмическим и скважинным данным, что позволяет провести региональную корреляцию соответствующих отражающих горизонтов (ОГ) и выделить стратиграфический объем пласта. Несмотря на небольшую толщину коллекторов, газонасыщение приводит к формированию аномалий типа яркого пятна в структуре волнового поля, по которым отмечаются наиболее перспективные участки для испытаний транзитных скважин.

Результатом исследований, выполненных впервые на территории Ноябрьского региона, является региональная карта перспективности отложений коньяк-сантонского яруса с оценкой геологических запасов газа, а также возможная программа опытно-промышленных работ (ОПР), направленных на снятие основных неопределенностей.

ИЗУЧЕННОСТЬ СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ

Для формирования региональной базы данных с целью построения региональных моделей был использован полный объем имеющейся геофизической информации: данные метода общей глубинной точки (МОГТ) 3D (20 тыс. км²), более 1500 профилей МОГТ 2D (как региональной сети, так и детальных съемок), более 1000 поисково-оценочных и разведочных скважин. Весь объем данных (рис. 1) был собран в еди-

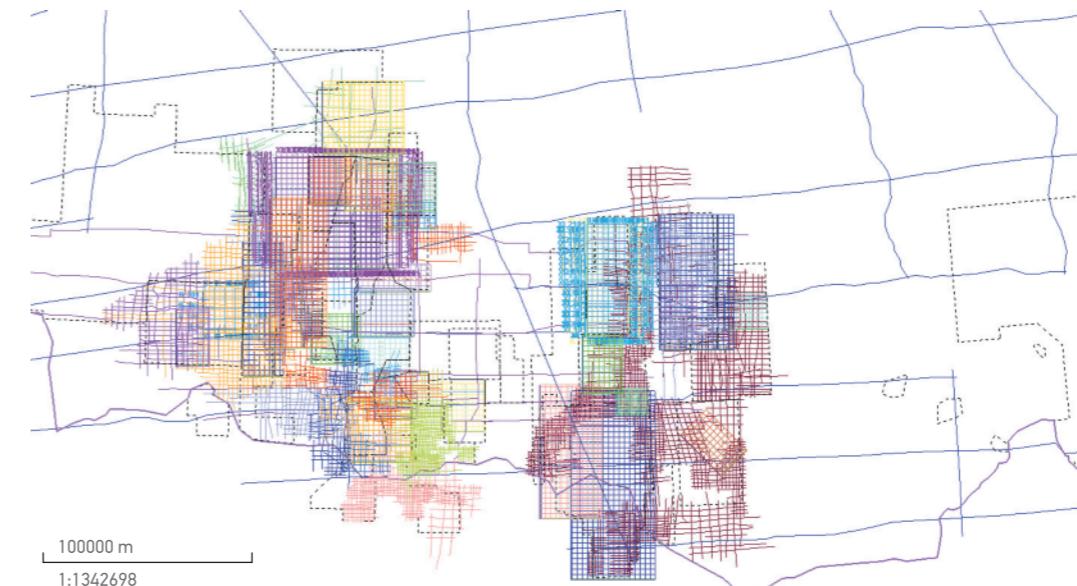


Рис. 1. Совокупный объем сейсмической информации, использованный в проекте

ной геолого-геофизической системе, сейсмический материал увязан по реперным ОГ Г и Б, отвечающим соответственно кровле сеноманских и баженовских отложений.

Отложения коньяк-сантонского яруса образуют выдержаный отражающий горизонт в верхней части разреза, располагающийся над реперным отражением сеноманского комплекса (ОГ Г). Выдержанность отражения позволяет проследить его в региональном масштабе по площадным и профильным сейсмическим материалам. Пересчет построений в глубинную область может быть выполнен с привлечением скважинной информации по региону в пределах известных месторождений.

На рис. 2 показана результирующая структурная карта по кровле коньяк-сантонских отло-

жений Ноябрьского региона. Из рис. 2 видно, что строение региона достаточно контрастное, возможно разделение территории на западную и восточную части. На территории восточной части выделяются купольные поднятия, к которым приурочены крупные месторождения – Вынгаяхинское, Еты-Пуровское, Новогоднее и Вынгапуровское. В западной части морфология структурной поверхности значительно более выдержанная – наблюдается плавное вздымание в южном направлении с редкими локальными куполами, на которых расположены Муравленковское и Суторминское месторождения.

Более детальный анализ сейсмических данных в пределах месторождений позволяет выделить и оконтурить потенциально газо-

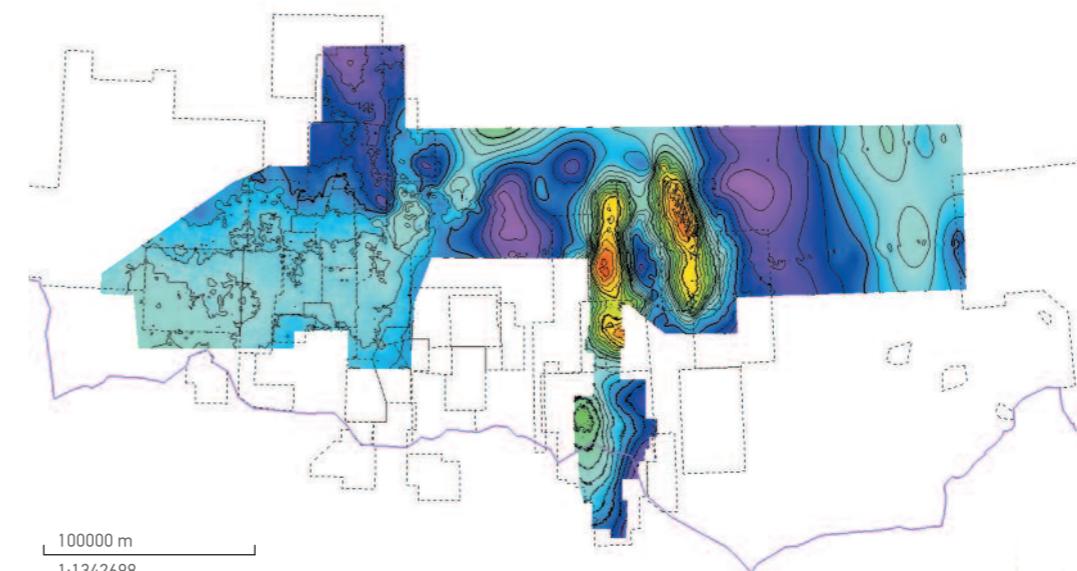


Рис. 2. Результирующая структурная карта кровли коньяк-сантонских отложений

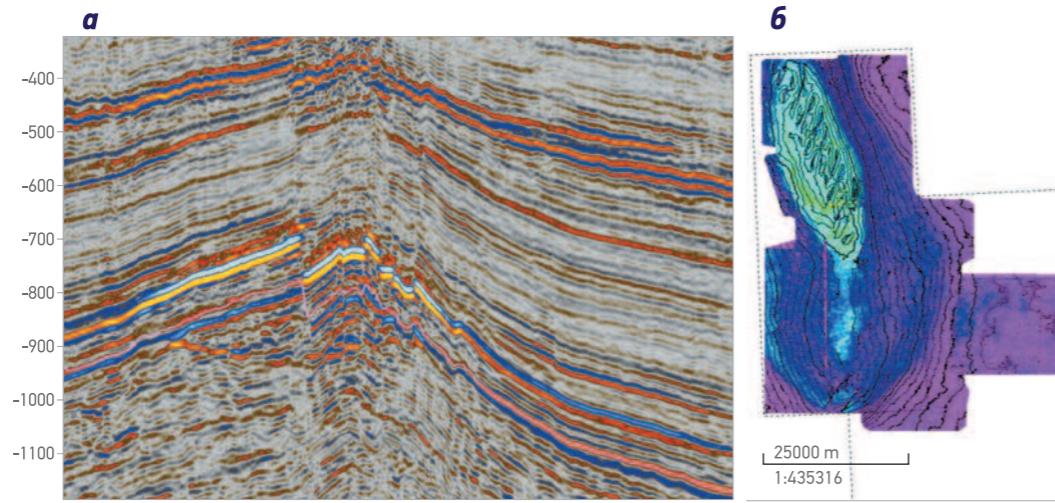


Рис. 3. Характерный разрез верхней части осадочного чехла (а) и карта амплитуд с выраженной аномалией типа «яркое пятно» (б)

насыщенные участки по характерным аномалиям типа «яркое пятно» (рис. 3), приуроченным к апикальным частям структур. Газонысыщенные интервалы характеризуются значительным контрастом упругих свойств, что приводит к интенсивному отражению и формированию аномальных амплитуд отраженных волн. Связь аномальных амплитуд и газонасыщения установлена по косвенному признаку – приуроченности аномальных участков к структурным поднятиям, в данном случае контур «яркого пятна» полностью коррелирует с изолиниями структурной поверхности, что делает предположение о влиянии типа флюида приоритетным. Выделение более перспективных участков внутри аномалий представляется достаточно сложным. Целевые отложения залегают неглубоко, что приводит к существенному влиянию поверхностных условий и системы наблюдения на значения амплитуд. Осложняющим фактором могут быть разрывные нарушения, проявленные в крупных купольных поднятиях. По результатам анализа региональных сейсмических данных построены структурные карты кровли коньяк-сантонаских отложений, а также контура аномалий типа «яркого пятна», непосредственно связанных с возможным газонасыщением.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Коньяк-сантонаский ярус в пределах Ноябрьского региона представлен березовской свитой, которая подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю (рис. 4). Верхняя подсвита сложена глинами, участками опоковидными, с включениями глауконита и сидерита. Толщина верхней подсвиты изменяется от 40 до 120 м. Нижняя подсвита сформирована опоками голубовато-серыми, с прослоями песчано-алевролитовых пород. Толщина нижней подсвиты варьируется от 35 до 100 м. Для березовской свиты в целом характерно присутствие зерен глауконита, ихтиофаги, а также фораминифер и радиолярий [1].

Формирование отложений происходило в

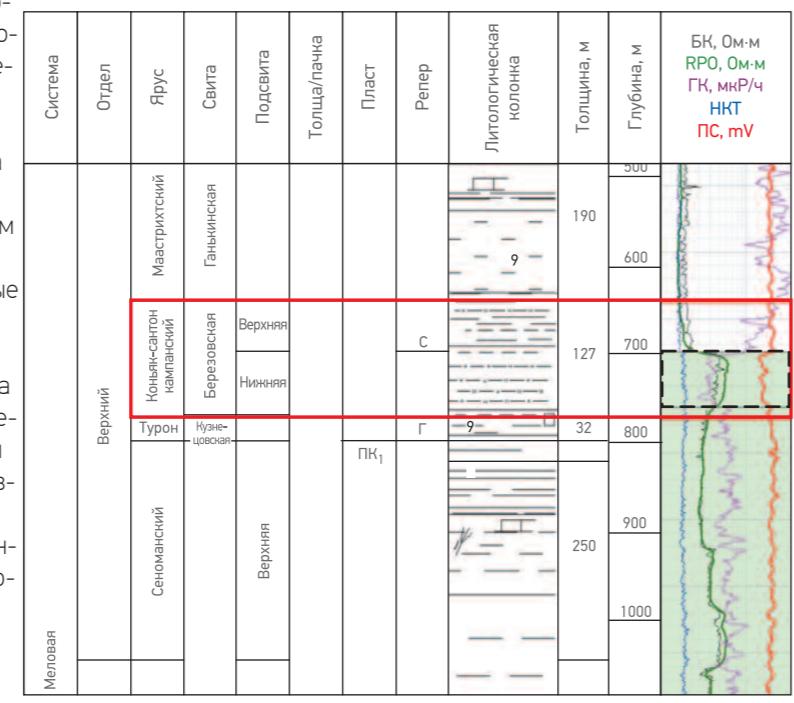


Рис. 4. Фрагмент геологического разреза Еты-Пуровского месторождения

условиях регрессии моря (в период низкого стояния моря коньяк-сантонаского яруса). В пределах мелководного шельфа накапливался песчаный осадок. Повышенное содержание кремниевой органики указывает на поступление в морской бассейн значительного количества кремнезема [2]. Привязка к региональной модели осадконакопления и результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) Ноябрьского региона показывают, что потенциальный коллектор приурочен к нижнеберезовской подсвите. Наличие коллектора фиксируется по пониженным показаниям гамма-каротажа (ГК/ГР) и росту значений удельного электрического сопротивления (УЭС) (рис. 5). Разница УЭС в скважинах сводовых и переклинальных частей структур составляет

5–20 Ом·м, что косвенно указывает на возможное насыщение углеводородами. Значения сопротивлений кузнецковской свиты туронского яруса и верхнеберезовской подсвиты, равные 2–3 Ом·м, существенно не меняются в зависимости от структурных условий [3, 4].

При определении наиболее перспективных для детального изучения зон березовской свиты использовался индекс потенциала пласта. Данный индекс характеризует фильтрационные свойства коллектора и его насыщение, определяется произведением показаний метода потенциалов самопроизвольной поляризации α_{PC} на УЭС. Для ранжирования и определения первоочередных участков для проведения ОПР в первую очередь учитывались структурный фактор и результаты атрибутивного анализа сейсмических данных, а также комплексный параметр нормализованных кривых ПС (SP) и индукционного каротажа (ИК). Таким образом, определены наиболее перспективные зоны в районе Еты-Пуровско-

го, Вынгаяхинского и Муравленковского месторождений.

По выделенным сейсмическим аномалиям и результатам интерпретации данных ГИС проведена оценка потенциальных запасов газа. Закартированы участки аномальных амплитуд, приуроченных к купольным поднятиям – общая площадь прогнозной газонасыщенности по трем участкам составляет более 600 км². Эффективная продуктивная толщина оценена по данным ГИС и в среднем составляет 10–15 м, пористость – 14–15 %. Следует учитывать, что отложения свиты характеризуются пониженной проницаемостью и представлены коллектором трещинно-порового типа, поэтому их изучение и разработка требуют принципиально новых подходов.

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ОПР

Несмотря на доказанную продуктивность отложений коньяк-сантонаского яруса на многих месторождениях Ямalo-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), изученность данных отложений крайне низкая. Основные причины – небольшая эффективная толщина и наличие в разрезе глинистых опок, которые затрудняют получение достоверных данных ГИС. Гидрофильность опок и опоковидных глин при взаимодействии с буровыми растворами и технической водой приводит к формированию значительных зон проникновения. Для снятия имеющихся неопределенностей необходимо планирование ОПР, направленных на решение проблемы недостаточной изученности и выбор оптимальной системы разработки.

Снятие геологических неопределенностей возможно с помощью отбора и исследования керна в совокупности с применением рас-

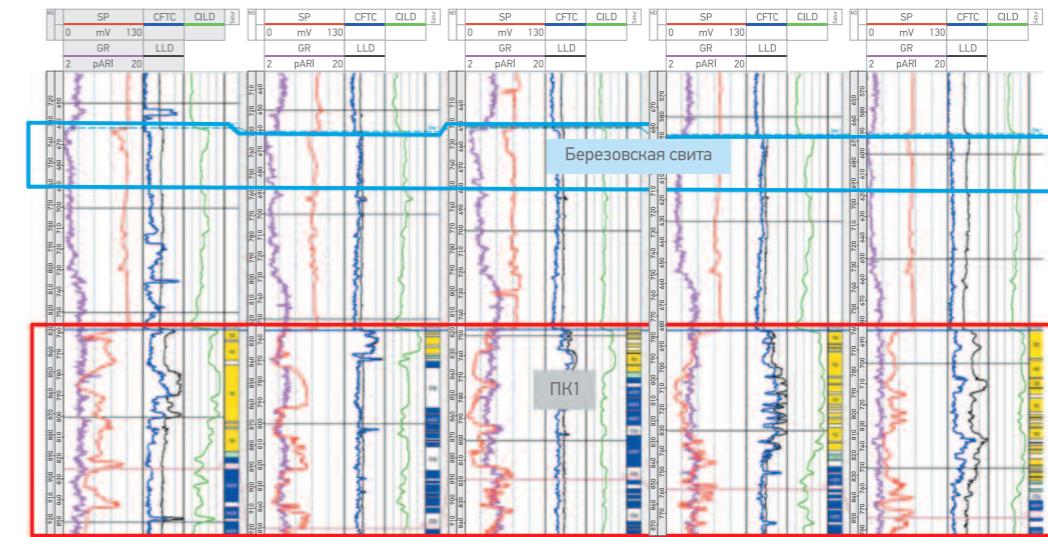


Рис. 5. Схема корреляции по скважинам Вынгаяхинского месторождения

ширенного комплекса ГИС, что позволит сформировать петрофизическую модель. При лабораторных исследованиях керна необходимо предусмотреть расширенную программу, которая должна включать литологические, петрофизические и петрографические исследования, а также специальные исследования по подбору буровых растворов (разбухание опоковидных глин может негативно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов).

ПРОВЕДЕНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ СДЕЛАТЬ ВАЖНЫЙ ВЫВОД – ОТЛОЖЕНИЯ КОНЬЯК-САНТОНСКОГО ЯРУСА СОДЕРЖАТ ДОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА И ИМЕЮТ НЕОБХОДИМУЮ ЭФФЕКТИВНУЮ ГАЗОНАСЫЩЕННУЮ ТОЛЩИНУ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ В САМОСТОЯТЕЛЬНЫЙ ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ

Применение расширенного комплекса ГИС, включая геохимический спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКс), ядерно-магнитный (ЯМК), многочастотный волновой диэлектрический (МВДК) каротажи, гамма-гамма-каротаж (ГГК), акустический каротаж (АК), позволит выполнить достоверную оценку ФЕС пластов с учетом минерального состава, в том числе содержания опала и кристаллического кварца. Проведение геохимического ИНГКс должно сопровождаться отбором керна для калибровки и корректной интерпретации минерального состава породы. Сопоставление данных ЯМК и МВДК даст возможность определить объем подвижного и неподвижного газа. Для оценки продуктивности и проницаемости опок березовской свиты рекомендуется проводить опробования и регистрацию кривой восстановления давления с помощью испытателя пластов на кабеле.

Следует отметить, что изучение березовской свиты возможно и по старому фонду скважин. Для этого рекомендуется провести С/О каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж и плотностной гамма-гамма-каротаж. Необходимо также запланировать проведение пропарочно-взрывных работ. В рамках данного исследования определены скважины-кандидаты Еты-Пуровского месторождения для изучения и подтверждения продуктивности отложений коньак-сантонского яруса. Выбор способа добычи газа зависит от комплекса факторов, но ключевым должна быть экономическая целесообразность. Однако без дополнительных данных по залежи решить данную задачу на начальном этапе весьма трудно.

Рассмотрим несколько этапов подтверждения продуктивности отложений коньак-сантонского яруса.

На первом этапе предусматривается пробная эксплуатация коньак-сантонского яруса только скважинами существующего транзитного фонда. По Еты-Пуровскому и Вынгаяхинскому месторождениям пробурено достаточное число скважин на нижележащие нефтегазоносные горизонты. Задачей оценочных скважин является изучение добывальных возможностей залежи, эффективности применения различных систем и технологий воздействия на залежь. По месторождениям необходимо определить несколько скважин (соответствующих требованиям по техническому состоянию) в пределах контура газоносности. Расположение скважин предпочтительно выбрать на высоких абсолютных отметках по центру залежи, находящихся в контуре аномалии типа «яркое пятно». Для уточнения площади залежи следует рассмотреть скважины на более низких отметках, ближе к контуру сейсмической аномалии.

Первый этап на основе геофизических, гидродинамических исследований и отбора проб должен дать возможность уточнить следующие параметры:

- геолого-физические свойства пород-коллекторов (проницаемость, общая и эффективная толщина, зональная и послойная неоднородность и др.);
- физико-химические свойства пластовых флюидов;
- условия залегания пластов, фазовые состояния углеводородов в пластовых условиях;
- возможности техники и технологии эксплуатации скважин.

Второй этап на основе полученных данных предусматривает формирование системы разработки сеткой горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины, пробуренные на сотни метров по простианию пласта, вскрывают в неоднородных эксплуатационных объектах зоны с различной проницаемостью, что существенно повышает производительность скважин и извлечение газа.

Однако на Вынгаяхинском и Еты-Пуровском месторождениях нет опыта бурения горизонтальных скважин на небольшие глубины (600–800 м). Технология бурения горизонтальных скважин предусматривает набор зенитного угла в точке входа в пласт 80–85°, следовательно, его необходимо начать от устья. В настоящее время в ряде случаев с использованием современных установок наклонный ствол бурится под зенитным углом только от 3–5°.

Бурение боковых горизонтальных стволов на

пласт в данных геотехнических условиях невозможно. По траектории необходим набор зенитного угла до 80–85°, однако с учетом глубины залегания пласта (600–800 м) данная технологическая задача неразрешима, «окно» вырезки, учитывая конструкцию скважин, попадает в интервал наличия трех колонн (направление, кондуктор и эксплуатационная).

Высокая плотность породы и, как следствие, низкие ФЕС предопределяют необходимость применения технологии гидоразрыва пласта (ГРП). Однако в связи с близостью газоносного пласта ПК₁ на Еты-Пуровском и Вынгаяхинском месторождениях необходимо при планировании ГРП учитывать геометрию трещин, общая высота трещин по скважине не должна превышать 40–50 м.

При разработке коньак-сантонского яруса необходимо решать экологические задачи, поскольку пласт расположен неглубоко относительно поверхности земли. Этот фактор требует соблюдения всех технологических норм при бурении скважин и проведении ГРП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Березовская свита коньак-сантонского возраста является потенциально газоносным объектом в пределах Ноябрьского региона, при этом она крайне слабо изучена [3, 4]. Проведенное исследование позволяет сделать важный вывод – отложения коньак-сантонского яруса содержат достаточные запасы

газа и имеют необходимую эффективную газонасыщенную толщину для выделения в самостоятельный объект разработки.

В настоящее время предполагаемые залежи газа уверенно фиксируются по данным сейсморазведки и результатам интерпретации данных ГИС. Благодаря новой методике по индексу потенциала пласта впервые выделены и ранжированы наиболее перспективные зоны для проведения ОПР. Данний подход рекомендуется тиражировать на всех месторождения ЯНАО для оценки и изучения ресурсного потенциала отложений березовской свиты.

Таким образом, по геофизическим данным определена интегральная площадь перспективных отложений, составляющая более 600 км². В статье предложен оптимальный подход к планированию ОПР как в новых скважинах, так и в скважинах старого фонда. Рекомендованная программа исследований призвана в полной мере обеспечить поступление информации, необходимой для дальнейшего проектирования, и прояснить вопросы, касающиеся оптимальных режимов работы скважин при разработке трудноизвлекаемых запасов газа. Необходимо учитывать, что вследствие пониженных ФЕС пластов существует вероятность применения налогового стимулирования, что существенно повысит рентабельность введения данных отложений в разработку.

Список литературы

1. Подобина В.М. Типовой разрез коньакского яруса Западной Сибири и его микропалеонтологическая характеристика // Природокомплекс Томской области: Т1: Геология и экология. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1995. – С. 52–65.
2. Нежданов А.А., Огабенин В.В. Строение и перспективы газоносности сеноманских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2012. – Спецвыпуск. – С. 32–37.
3. Агалаков С.Е., Стариков В.А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 511–516.
4. Бакуев О.В. Перспективы нефтегазоносности березовской свиты на территории ХМАО и сопредельных районов // Вестник ХМАО. – 2002. – № 11. – С. 30–37.

Reference

1. Podobina V.M., Tipovoy razrez kon'yakskogo yarusa Zapadnoy Sibiri i ego mikropaleontologicheskaya kharakteristika (Typical section of the Cognacian stage of Western Siberia and its micro-palaeontological characteristics). Collected papers "Prirodokompleks Tomskoy oblasti" (Tomsk Oblast Nature Complex), Part 1 "Geologiya i ekologiya" (Geology and Ecology), Tomsk, 1995, pp. 52–65.
2. Nezhdanov A.A., Ogabennin V.V., *The structure and prospects of the gas content of Senonian deposits in the north of Western Siberia* (In Russ.), Gazovaya promyshlennost', 2012, Special Issue, pp. 32–37.
3. Agalakov S.E., Starikov V.A., *Estimation of gas resources in gaize of the Berezovskaya formation in northern West Siberia* (In Russ.), Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics, 2003, no. 6, pp. 511–516.
4. Bakuev O.V., *Prospects of oil and gas potential of the Berezovsky suite on the territory of KhMAO and adjacent areas* (In Russ.), Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, 2002, no. 11, pp. 30–37.

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТОВ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ

УДК
622.276.1/.4:55
© Коллектив
авторов, 2018

GEOLOGICAL AND ECONOMIC EVALUATION (GEE): FROM PRESENT TO FUTURE

**М.Г. Дымочкина, к.т.н., П.Ю. Киселев, М.Н. Пислегин,
Т.Г. Кузьмин, А.Т. Муллагалиев**

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

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

Ключевые слова: оценка неопределенностей, ожидаемая денежная ценность, Геомейт: ВЕГА, шанс геологического успеха

M.G. Dymochkina, P.Yu. Kiselev, M.N. Pislegin, T.G. Kuzmin, A.T. Mullagaliev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Geological and economic assessment (GEA) of new exploration projects is based on an integrated analysis of all uncertainties and risks of its implementation. GEA includes several stages: evaluation the volume of geological resources and probability of success of deposit discovery; production potential of the deposit; design and evaluation of infrastructure solutions; the cost of discovery and development of oil field and finally economic effect of the project realization. Usually GEA-process takes a long time of teamwork and utilizes specialized software which incorporate probabilistic analysis methods. Development of the IT-solutions for complex geological and economic assessment will allow the company to significantly optimize this process. The first step on the way to full automation of GEA became the software for probabilistic geological evaluation Geomate:VEGA developed in Gazpromneft NTC LLC and launched into commercial exploitation in the group of companies Gazprom Neft in 2017.

Keywords: uncertainty assessment, Expected Monetary Value, Geomate: VEGA, geological chance of success

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23

ВВЕДЕНИЕ

Специфика современной геологоразведки заключается в том, что с одной стороны, в мире открыто и детально изучено большое число месторождений, разнообразных по масштабам и характеристикам, а с другой – пришло понимание того, что на территориях с развитой инфраструктурой и изученным геологическим строением крупных открытий ожидать больше не приходится. Все интересные для нефтяных компаний месторождения будущего расположены в слабоизученных труднодоступных регионах, содержат трудноизвлекаемые запасы и часто труднопрогнозируемые.

При принятии решения об инвестировании в подобный геолого-разведочный проект необходим комплексный извешенный анализ всех неопределенностей и рисков – от геологических до инфраструктурных и экономических. Детальная количественная оценка неопределенностей и рисков становится воз-

можной с отказом от детерминистического прогноза ключевых параметров проекта и переходу к использованию вероятностных подходов, которые базируются на применении методов Монте-Карло или Латинский гиперкуб [1].

До недавнего времени подобные расчеты проводились путем трудоемкого моделирования с привлечением зарубежного программного обеспечения, дорогостоящего и не в полной мере отвечающего стандартам и методикам, принятым в компании «Газпром нефть».

В последние годы запрос на выполнение оценок неопределенностей и рисков проектов, находящихся на поисковой стадии изученности, неуклонно возрастал. Стала очевидной необходимость создания собственного ИТ-инструмента, который позволил бы оперативно осуществлять все необходимые расчеты и был доступен широкому кругу пользователей. Разработанный на базе глобальной цифровой платформы ЭРА (электронная раз-

работка актива) модуль вероятностного геологического анализа ЭРА:ГеоМэйт:ВЕГА стал первым шагом на пути автоматизации процесса геолого-экономической оценки (ГЭО) и реализовал потребности компании в программном продукте по оперативной оценке геологических неопределенностей и рисков. Актуальным вопросом ближайшего будущего является оптимизация инструментов, используемых в настоящее время при выполнении ГЭО, и интеграция их в единый процесс. Это позволит автоматизировать ГЭО, существенно улучшив доступность данных для дальнейшего анализа, и создаст фундамент для совершенствования процесса.

МЕТОДИКА ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ

Алгоритм оценки стоимости и инвестиционной привлекательности геолого-разведочного проекта включает следующие этапы (рис. 1):

- 1) вероятностную оценку ресурсного потенциала, геологических неопределенностей и рисков, формирование основы дерева решений проекта;
- 2) определение добывчного потенциала проекта с учетом оптимальных технических решений;
- 3) анализ инфраструктурных решений по проекту;
- 4) оценку экономической эффективности проекта с учетом всех необходимых затрат, включая программу геолого-разведочных работ (ГРР);
- 5) подбор и принятие интегрированного устойчивого решения [2].

Из рис. 1 видно, что процесс оценки является итеративным. На каждой итерации подбирается оптимальное решение исходя из максимизации экономических показателей, максимизации добычи на месторождении с учетом всех возможных капитальных вложений и потенциальной прибыли.

Первым этапом ГЭО является анализ геологических особенностей проекта и определение объема потенциальных запасов. Геологические неопределенностями и риски (размер запасов, вероятность обнаружения залежи, фазовый состав флюида и др.) характерны для геолого-разведочного проекта на любой стадии изученности месторождения.

Очевидно, что наибольшими неопределенностями обладают проекты поисковой стадии, требующие для подтверждения их потенциала существенных финансовых затрат. Поэтому на старте крупного проекта так важно учесть и оценить вероятность открытия именно того объема запасов, который



Рис. 1. Схема комплексной геолого-экономической оценки проекта

окажется рентабельным в существующих условиях.

Методология вероятностной оценки ресурсной базы и геологических рисков, применяемая в «Газпром нефти», подразумевает отказ от попытки точного прогноза подсчетных параметров и объема углеводородных ресурсов, а также представление каждого из этих параметров в виде статистических распределений, характерных для изучаемого объекта. При этом неопределенности подсчетных параметров (эффективного объема, фильтрационно-емкостных свойств коллектора, характеристик флюида) могут быть обусловлены как недостатком фактической информации, так и сложностью геологического строения изучаемого объекта.

Важной особенностью оценки малоизученных активов является отсутствие гарантий обнаружения на них залежей углеводородов.

Параметром, который позволяет учесть именно вероятность открытия залежи углеводородов, является показатель «шанс геологического успеха» (geological chance of success – gCoS).

Показатель gCoS описывает вероятность на-

личия следующих ключевых факторов воз-

никновения залежи нефти на изучаемой тер-

ритории (рис. 2) [2]:

- нефтематеринской породы $P_{\text{нп}}$;
- путей миграции P_m ;
- коллектора P_k ;
- ловушки P_l ;
- сохранности залежи P_c .

Для оценки вероятности возникновения этих событий создается по сути упрощенная кон-

цептуальная модель региона, описывающая процесс образования потенциальной залежи углеводородов. Такая модель становится фундаментом всей последующей оценки. Показатель gCoS не только отражает вероятность открытия месторождения, но и участвует в определении ожидаемого объема запасов углеводородов, а также используется при построении дерева решений проекта (рис. 3).

Дерево решений (Decision Tree) является одним из самых распространенных инструментов при прогнозировании проектов со значительными неопределенностями. На основе построенного дерева решений при итоговой оценке проекта рассчитывается ожидаемая денежная ценность EMV (Expected Monetary Value) – один из ключевых параметров, необходимых для принятия решений о запуске проекта или инвестировании в него [3]. Проработанность и корректность дерева решений напрямую влияет на объективную оценку перспективности рассматриваемых проектов (рис. 4).

Как было отмечено выше, современные перспективные проекты представляют собой сложные системы, состоящие из десятков подсчетных объектов и имеющих сложные

взаимосвязи по ряду различных факторов. Например, вероятность наличия зрелых нефтеносных пород будет взаимосвязана с различными объектами по латерали в пределах одной углеводородной системы, в то время как вероятность наличия ловушки может иметь исключительно вертикальную взаимосвязь. Поэтому задача расчета возможных сценариев дерева решений, которые корректно учитывают все исходные данные и взаимосвязи в пределах всего рассматриваемого проекта, становится актуальной уже на самой ранней стадии оценки проекта – при анализе ресурсной базы.

Следующим этапом геолого-экономической оценки является определение добывного потенциала актива, технологических показателей разработки. Базируясь на геологических характеристиках перспективных объектов, разработчики рассчитывают минимально рентабельные толщины пластов, определяют оптимальную систему разработки залежи, подбирают плотность сетки скважин, оптимальную длину горизонтальных скважин, число стадий многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП), планируют эффективную программу опытно-промышленных работ (рис. 5).

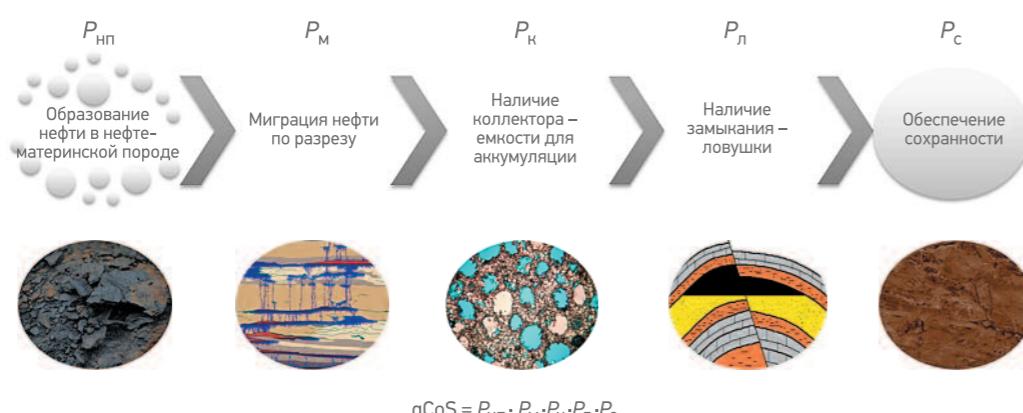


Рис. 2. Факторы геологического успеха

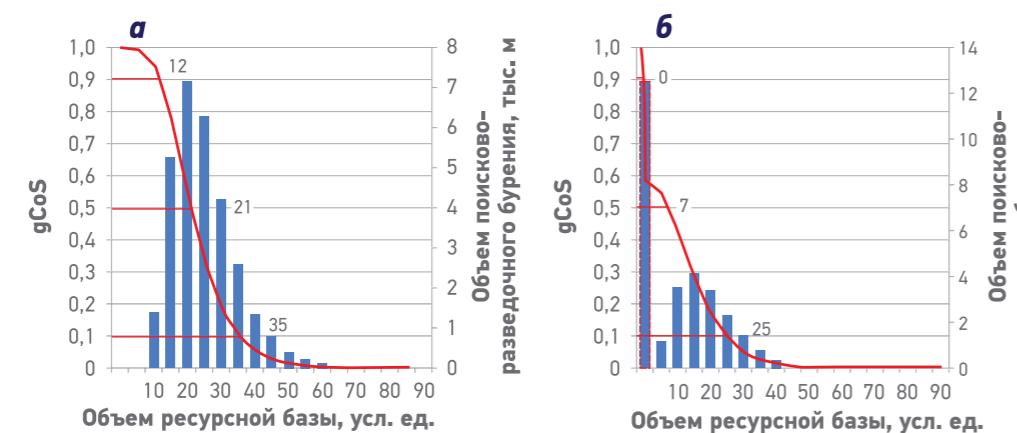


Рис. 3. Оценка начальных геологических ресурсов нефти без учета (а) и с учетом (б) gCoS (gCoS=0,58)

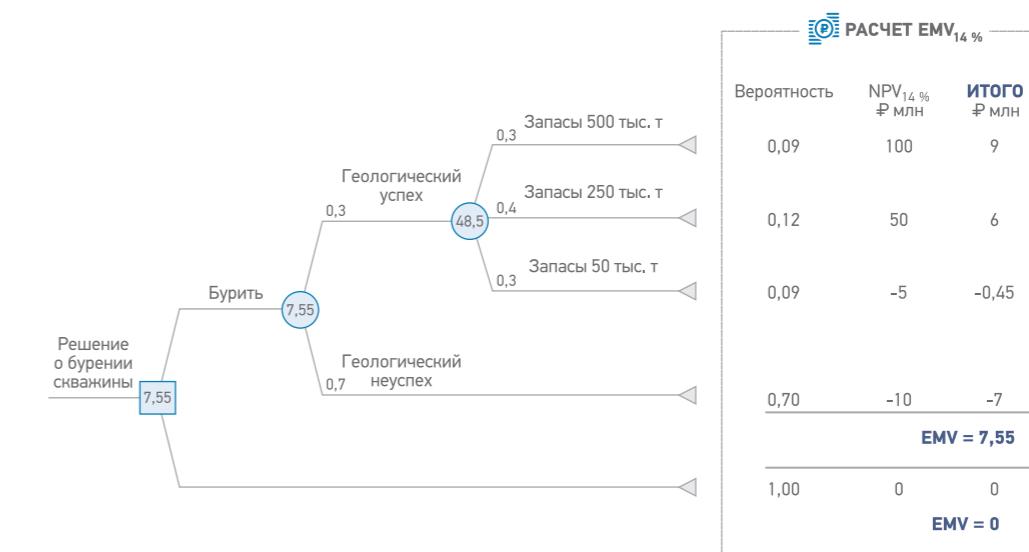


Рис. 4. Дерево решений геолого-разведочного инвестиционного проекта

В зависимости от масштаба и задач проекта, оценка показателей разработки может проводиться как по заранее определенным геологическим сценариям, так и с применением вероятностных подходов и получением множества реализаций профиля добычи. Второй способ позволяет рассмотреть весь возможный спектр вариантов разработки актива, подбирая оптимальное решение исходя из максимизации EMV. Далее совместно со специалистами по наземному обустройству и экономике рассчитывается оптимальная полка добычи, определяются расположение площадных и линейных объектов инфраструктуры, пути транспортировки продукции, синергия с соседними участками, формируется дорожная карта реализации проекта.

Экономисты совместно с геологами и разработчиками рассматривают различные варианты применимости налоговых льгот, операционные издержки, сценарии аукционных торгов или переговоров с партнерами. После существенного ряда итераций постепенно формируется решение, которое в итоге позволит компании максимизировать прибыль от реализации проекта и учсть все возможные риски.

Сложный процесс ГЭО, описанный выше, невозможно реализовать при отсутствии:

- профессиональной кросс-функциональной команды, владеющей целостным видением проекта;
- инструментов и технологий, позволяющих автоматизировать процесс ГЭО и способствующих подбору наиболее устойчивого решения в условиях имеющихся неопределенностей.

Первое условие к настоящему времени выполнено – в Департаменте оценки и анализа проектов (ДОиАП) Научно-Технического

Центра «Газпром нефти» собрана профессиональная команда, успешно реализовавшая большое число проектов ГЭО на самых сложных активах.

На пути автоматизации процесса ГЭО также были достигнуты значительные результаты. Модуль ЭРА:ГеоМэйт:ВЕГА, созданный под методическим сопровождением ДОиАП, стал по-настоящему актуальной и своевременной разработкой. Его внедрение позволило существенно оптимизировать трудоемкий процесс вероятностной оценки ресурсной базы с учетом геологических рисков и обеспечить соответствие вероятностных расчетов методике, утвержденной в компании, приводя их к единому стандарту.

IT-РЕШЕНИЕ ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ ГЕОЛОГИИ

Модуль ЭРА:ГеоМэйт:ВЕГА, который в 2017 г. прошел стадию опытно-промышленной эксплуатации в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» и в настоящее время тиражируется в дочерние общества компании, является по сути рабочим местом геолога для вероятностной оценки запасов и ресурсов с учетом шанса геологического успеха. Его функционал позволяет оперативно оценивать сложно структурированные и масштабные геолого-разведочные проекты благодаря следующим техническим решениям:

- обширному предустановленному набору типов распределений подсчетных параметров (в том числе логнормального), позволяющему учитывать большинство видов геологических неопределенностей;
- возможности расчета как нефтяных, так и газовых, газоконденсатных и газонефтяных объектов;

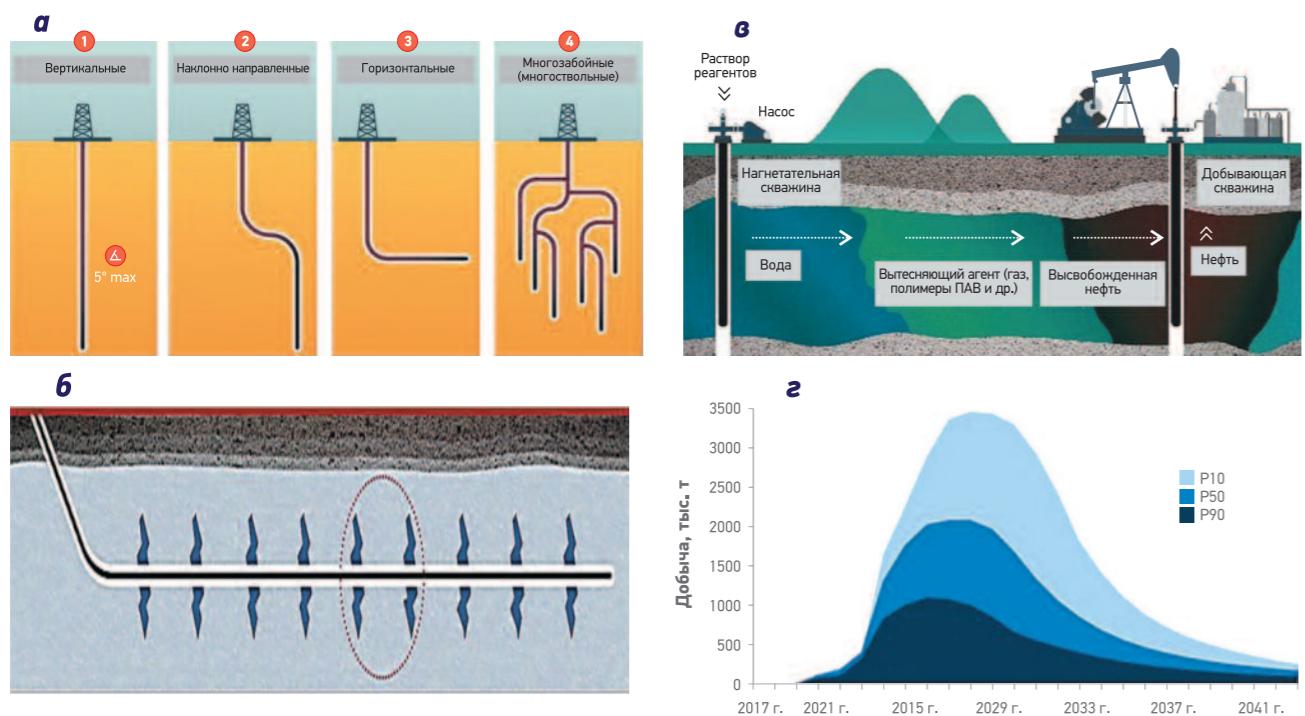


Рис. 5. Схема процесса оценки проекта разработки:

а – выбор конструкции скважин; б – определение дизайна ГРП; в – выбор методов интенсификации притока; г – определение оптимального профиля добычи

– учету корреляций подсчетных параметров;
– оценке вероятности геологического успеха любого объекта - отдельной ловушки, поисково-разведочной скважины, лицензионного участка и др.;
– учету взаимосвязи геологических рисков по площади и разрезу;
– анализу чувствительности результатов оценки к диапазонам неопределенностей входных параметров и построению диаграмм торнадо;
– возможности построения дерева решений при планировании геолого-разведочных работ (ГРР).

Задача расчета возможных сценариев дерева решений заслуживает отдельного упоминания. В большинстве проектов данная задача является крайне трудозатратной и требует от исполнителя специфической методической подготовки. Внедрение, казалось бы, сугубо экономического инструмента в программное обеспечение геологов было нацелено на автоматизацию данных расчетов. Например, расчет ценности информации *VOI* (*Value of information*) для ГРР, при котором сравнивается *EMV* с учетом и без учета получаемой информации, либо оценка ресурсной базы без учета заведомо нерентабельных ловушек *MEFS* (*Minimal*

Economical Field Size – минимальный экономический объем месторождения) позволяют оптимизировать время на проработку таких решений и в итоге сократить затраты на ГРР. Реализованное в ВЕГЕ решение дает возможность составить основу для построения дерева решений всего проекта (оценивается последовательность снятия неопределенности и размер ожидаемых запасов при реализации тех или иных сценариев) и обеспечить преемственность логики проекта на последующих этапах – прогнозирования темпов добычи, оценки затрат и доходов.

Следует отметить, что расчетный модуль ГеоМэйт:ВЕГА интегрирован с распространенными в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» программными продуктами по геологическому моделированию и построению карт и способен проводить расчеты на основе выгрузок информации из данного программного обеспечения.

Перечисленные функции ГеоМэйт:ВЕГА, а также наличие цифровой базы данных, где хранятся результаты всех оценок, позволяют комплексно анализировать потенциал геолого-разведочных проектов по региону и компании в целом, способствуя принятию более обоснованных управлений решений.

ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА – ВЗГЛЯД В БУДУЩЕЕ

Модуль вероятностной геологической оценки стал лишь первым шагом на пути автоматизации процесса геолого-экономической оценки. Современная конкурентная среда в нефтегазовой сфере требует принятия оперативных, но при этом взвешенных и обоснованных инвестиционных решений в условиях большого числа неопределенностей. Ответом на этот вызов может стать инструмент, не только обладающий всем необходимым функционалом для геолого-экономической оценки актива с различной степенью детализации, но и способный анализировать качество принятых решений, подбирая наиболее устойчивое, обучаться и уточнять свой прогноз на основе накопленной статистики. С развитием когнитивных технологий появляется возможность существенно оптимизировать процесс ГЭО как за счет автоматизации рутинных операций, так и за счет использования алгоритмов подбора устойчивого решения по проекту в условиях большого числа неопределенностей. Методология проектного управления Agile, которая сейчас с успехом применяется в сфере информационных технологий, способна сделать процесс разработки любого инструмента прозрачным и понятным, поэтому даже создание столь масштабного на первый взгляд программного продукта представляется реальным.

Развитие ждет и ЭРА:ГеоМэйт:ВЕГА. Несмотря на то, что первоначальные задачи, которые ставили перед собой идеологи и разработчики данного модуля реализованы, потенциал его достаточно широк. Одним из перспективных направлений развития является создание системы «Умный помощник», которая на основе масштабной базы данных и накопленной статистики, а также алгоритмов машинного обучения будет помогать пользователю как в подборе распределения

подсчетных параметров, так и в обосновании диапазонов их изменения с учетом геологических особенностей оцениваемого объекта. Еще одной актуальной задачей является разработка методов анализа эффективности и подтверждаемости прогноза ресурсной базы и вероятности геологического успеха.

Анализ результатов бурения по итогам выполненного прогноза будет способствовать усовершенствованию применяемой в компании методологии оценки рисков.

Разработка алгоритмов построения карт рисков, в которых пространственно воплотится региональный прогноз вероятности геологического успеха с количественной оценкой данного параметра и выделением наиболее перспективных областей, позволит на самом раннем этапе ранжировать участки по их потенциальной геологической успешности и избегать лишних трудозатрат на оценку за-ведомо низкоперспективных участков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методики и инструменты, которые использует компания «Газпром нефть» в своей деятельности, постоянно совершенствуются и развиваются. Модуль ЭРА:ГеоМэйт:ВЕГА является достойным тому подтверждением, число его пользователей постоянно растет, в том числе за счет дочерних обществ компаний. Сегодня оценки в ВЕГЕ проводятся не только по потенциальному активам, но и по всем поисковым активам компании. Постепенно формируется обширная база данных методически корректно выполненных вероятностных оценок ресурсной базы, которая станет основой для последующего системного анализа эффективности выполняемого прогноза и оценки рисков.

Список литературы

1. Роуз Р.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопоисковыми проектами. – М.-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований. – 2011. – 304 с.
2. Методика геолого-экономической оценки новых активов разведки и добычи углеводородов. – М.: ПАО «Газпром нефть», 2017.
3. Методические рекомендации по применению инструмента анализа «дерево решений», расчету EMV и анализу ценности информации. – ПАО «Газпром нефть». – 2016.

Reference

1. Rose P.R., *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*, Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2001, 164 p.
2. *Metodika geologo-ekonomicheskoy otsenki novykh aktivov razvedki i dobuchi uglevodorodov* (Methodology of geological and economic evaluation of new exploration and production assets of hydrocarbons), Moscow: Publ. of Gazprom neft', 2017.
3. *Metodicheskie rekomenedatsii po primeneniyu instrumenta analiza "derevo resheniy", raschetu EMV i analizu tsennosti informatsii* (Methodical recommendations on the application of the analysis tool "decision tree", the calculation of EMV and the analysis of the value of information), Moscow: Publ. of Gazprom neft', 2016.

ИЗУЧЕНИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И АНАЛИЗ ЕЕ ВЛИЯНИЯ НА ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЗАЛЕЖЕЙ БАЛЕЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК

622.276.031:542.1

© Л.Р. Клятышева,
Е.В. Стремичев,
М.Г. Ильина, 2018

STUDY OF THE UNCERTAINTIES OF RESERVOIR POROPERM ASSESSMENT AND ANALYSIS OF THE EFFECT ON THE VOLUMETRIC PARAMETERS OF BALEIKINSKOE FIELD

Л.Р. Клятышева, Е.В. Стремичев, М.Г. Ильина

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

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

Ключевые слова: неопределенность, коэффициент пористости, промыслового-геофизические исследования (ПГИ).

L.R. Klyatysheva, E.V. Stremichev, M.G. Illina Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article considers peculiarities of reservoir discrimination in carbonate deposits of Baleikinskoe field based on a quantitative criterion. The article shows existing uncertainty in reservoir discrimination and its impact on volumetric parameters.

Keywords: uncertainty, porosity, logging

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-24-27

ВВЕДЕНИЕ

Неопределенность оценки петрофизических параметров существенно влияет на результаты подсчета геологических запасов углеводородов.

Подсчет начальных геологических запасов углеводородов объемным методом выполняется по следующей формуле [1]:

$$Q_{\text{нп}} = F \cdot h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \theta \cdot \sigma_{\text{н}}$$
 (1)

Неопределенность при оценке геологических запасов складывается из неопределенностей составляющих параметров. Три из них – $h_{\text{эф}}$, $K_{\text{п}}$, $K_{\text{н}}$ – относятся к петрофизическим параметрам, определяемым по данным геофизических исследований скважин (ГИС). В настоящее время задача достоверного определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов для многих исследователей является традиционной, но не становится менее важной.

Коллекторы выделяются по прямым качествен-

ным признакам или количественным критериям, установленным для заданного интервала разреза [1]. Однако в условиях сложного карбонатного разреза Балейкинского месторождения не всегда можно достоверно судить о наличии или отсутствии коллектора по прямым качественным признакам (сужение диаметра скважины, радиальный градиент сопротивлений, изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам). Поэтому при выделении коллекторов наиболее распространено применение количественных критериев, определенных корреляционным способом. Для обоснования количественных критериев с помощью петрофизики, как правило, используют корреляционные связи между основными ФЕС пород: абсолютной газопроницаемостью ($K_{\text{пп}}$), эффективной пористостью ($K_{\text{п.эф}}$) и динамической пористостью ($K_{\text{п.дин}}$). На Балейкинском месторождении изучаемый заволжско-фаменский разрез представлен карбонатными отложениями, сложен известняками и доломитами.

Определение граничных значений ФЕС про-

дуктивных пластов Балейкинского газонефтяного месторождения по данным керна основано на сопоставлении эффективной и открытой пористости, абсолютной газопроницаемости и остаточной водонасыщенности с динамической пористостью и установлении критических значений параметров при $K_{\text{п.дин}}=0$ по соответствующим зависимостям (рис. 1)

$$K_{\text{п.эф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{в.о}}), \quad (2)$$

$$K_{\text{п.дин}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{в.о}} - K_{\text{н.о}}), \quad (3)$$

где $K_{\text{н.о}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности; $K_{\text{в.о}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

Для заволжского горизонта $K_{\text{п.гр}} = 3,3\%$. На основе полученного граничного значения были выделены коллекторы и определены

подсчетные параметры $h_{\text{эф}}$ и $K_{\text{п}}$. Однако при дальнейшей работе по сопровождению месторождения, сопоставляя результаты интерпретации ГИС и данные промыслового-геофизических исследований (ПГИ), выяснилось, что не все выделенные интервалы дают приток (рис. 2).

Кроме корреляционного способа для обоснования граничного значения $K_{\text{п.гр}}$ используется также статистический способ, для которого необходимы данные прямых исследований (опробований или испытаний) заданного интервала для двух выборок – коллекторов и неколлекторов, с целью дальнейшего определения $K_{\text{п.гр}}$. К сожалению, прямые исследования (опробование пластов) довольно редко выполняются в достаточном объеме. В связи с этим была проведена оценка погрешности определения граничной пористости двумя методами.

I. Оценка погрешности по $K_{\text{п.дин}}$. По анализу распределения $K_{\text{п.дин}}$, полученной по керновым данным, для заволжского горизонта была определена погрешность $\pm 1,1$

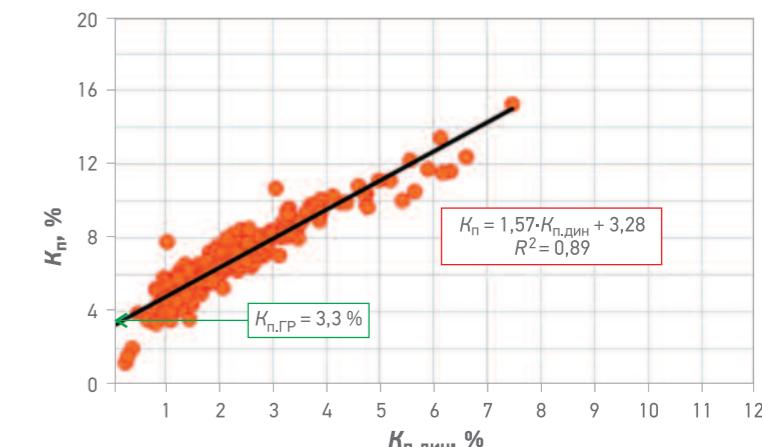


Рис. 1. Сопоставление динамической и открытой пористости пород заволжского горизонта, полученной по данным изучения керна скважин Балейкинского газонефтяного месторождения ($K_{\text{п.гр}}$ – граничное значение $K_{\text{п}}$)

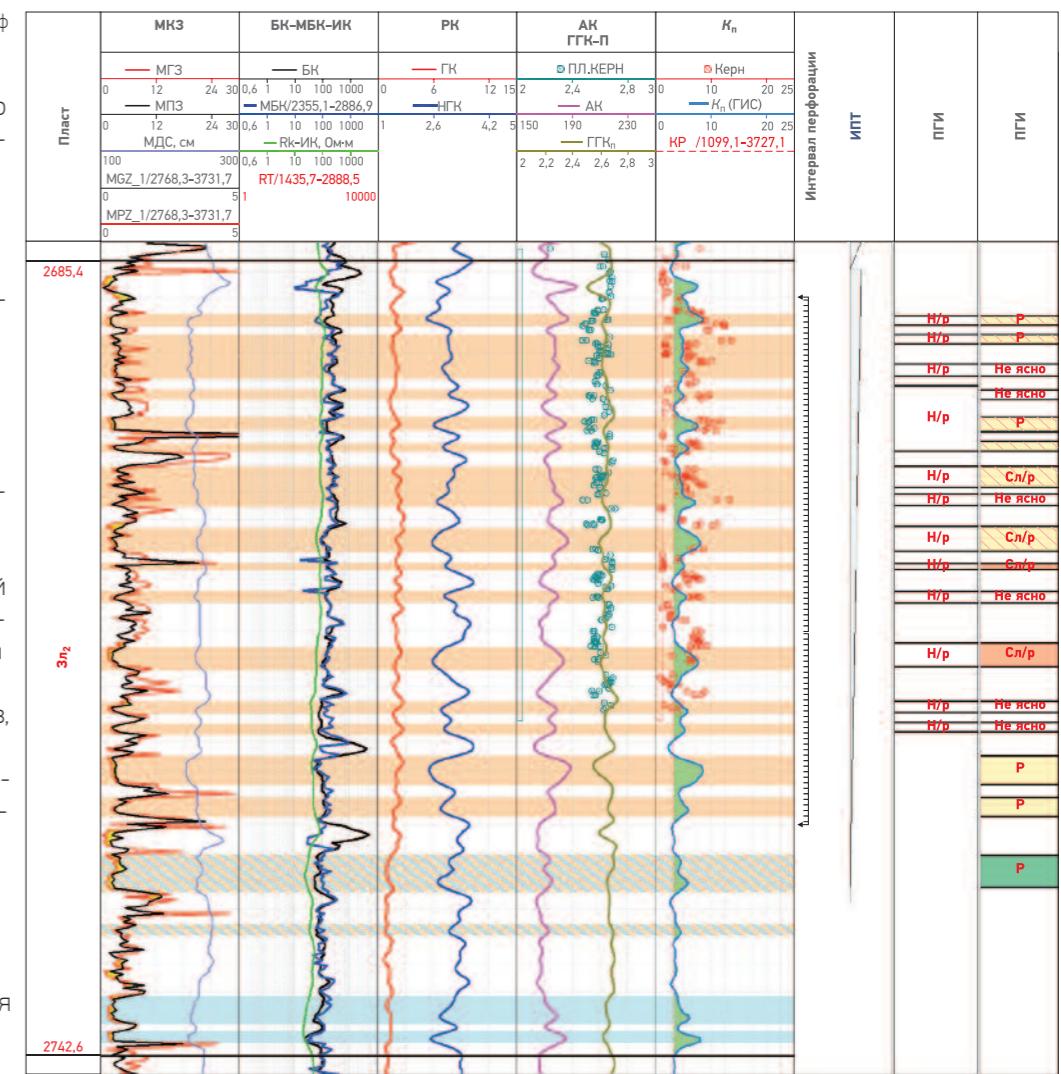


Рис. 2. Сопоставление результатов интерпретации ГИС и данных ПГИ по скв. 111 Балейкинская (МКЗ – микрокаротажное зондирование; БК – боковой каротаж; МБК – микробоковой каротаж; ИК – индукционный каротаж; РК – радиоактивный каротаж (ГК – гамма-каротаж; ГГК – гамма-гамма-плотностной каротаж; НГК – нейтронный гамма-каротаж); АК – акустический каротаж; Н/р, сл/р, р – соответственно неработающий, слабо работающий и работающий интервал)

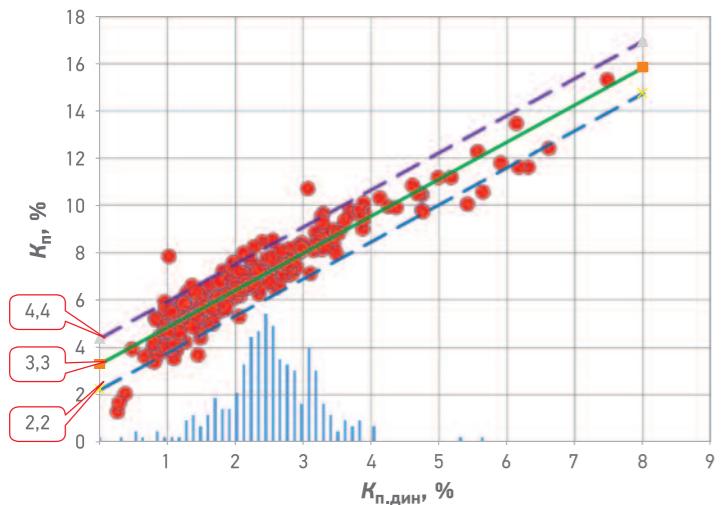


Рис. 3. Распределение значений $K_{\text{п,дин}}$, полученных по данным исследования керна

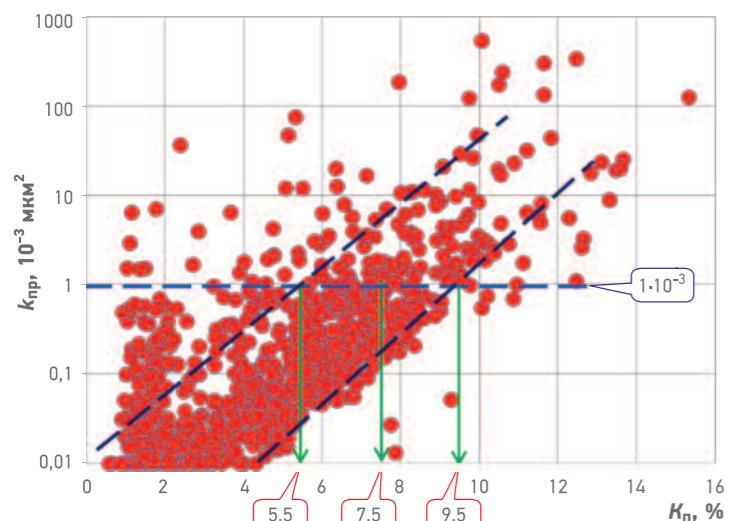


Рис. 4. Сопоставление значений $K_{\text{п}}$ и $k_{\text{п,гр}}$, полученных по данным исследований керна

Петротип	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2		
	максимальная	средняя	минимальная
1	1,4	0,08	0,001
2	20	0,5	0,02
3	1034	43	0,4

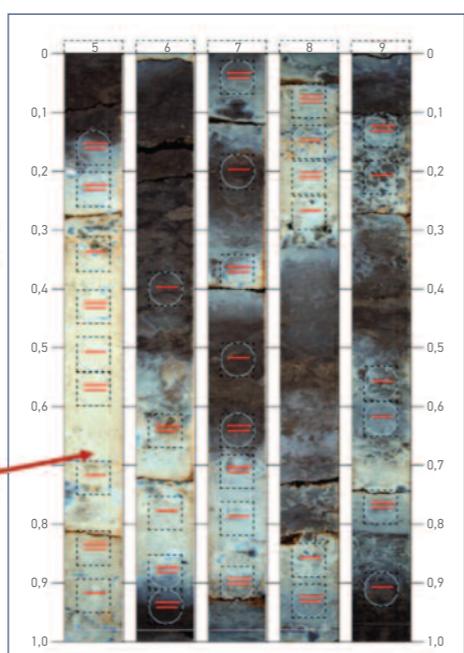


Рис. 5. Керн в ультрафиолетовом свете с выделенными петротипами

% для граничного значения пористости, равного 3,3 % (рис. 3).

Использование значений $K_{\text{п,гр}}$, равных 2,2 и 4,4 %, незначительно повлияло на оценку $h_{\text{эф}}$. II. Определение погрешности при использовании коэффициента проницаемости. Значение $k_{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, часто рекомендуется как граничное для карбонатных коллекторов. Границы выборки проведены по областям наибольшей плотности точек. На пересечении с линией $k_{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ определены граничные значения пористости, равные 5,5 и 9,5 %, и среднее – 7,5 % (рис. 4).

При сопоставлении полученных значений $h_{\text{эф}}$ с результатами ПГИ наибольшая сходимость отмечена при $K_{\text{п,гр}} = 5,5 \%$.

В зависимости от $K_{\text{п,гр}}$ были определены следующие петротипы:

- 1 – $3,8 < K_{\text{п,гр}} < 5,5$;
- 2 – $5,5 < K_{\text{п,гр}} < 7,5$;
- 3 – $K_{\text{п,гр}} > 7,5$.

По выделенным петротипам был выполнен анализ керновых данных, построено распределение значений проницаемости. Каждый петротип характеризуется максимальным, минимальным и средним значениями коэффициента проницаемости (см. таблицу). На рис. 5 представлена фотография керна в ультрафиолетовом свете, на которой показаны

ны выделенные петротипы, определенные по результатам сопоставления глубины отбора керна и данных ГИС.

Кроме того, проведен анализ данных ПГИ по выделенным петротипам. В результате установлено, что коллекторов петротипа 1 проперфорировано 53 %, петротипа 2 – 37 % и петротипа 3 – 10 %. Доля работающих коллекторов петротипа 1 составляет 10 %, петротипа 2 – 20 %, петротипа 3 – 100 %. Таким образом, коллекторы петротипа 1 практически не работают, основной вклад вносят коллекторы пористостью выше 7,5 %. Следовательно, применяемые методы перфорации перспективных интервалов не вовлекают в работу все нефтенасыщенные коллекторы.

Подробный анализ неопределенности при оценке $K_{\text{п,гр}}$ позволил выделить три петротипа коллекторов по градации значений пористости. Корректное сопоставление результатов ГИС, исследований керна и ПГИ показало, что коллектор петротипа 2, и даже петротипа 1, также вносят вклад в работу пласта. Кроме того, следует отметить, что в опорных скважинах необходимо проводить опробование пластов на кабеле и гидродинамический каротаж, а при бурении и освоении разрезов скважин следует применять методики, позволяющие вовлекать в работу коллекторы с невысокими ФЕС.

Все это указывает на важность учета неопределенности при оценке ФЕС не только карбонатных коллекторов Балейкинского месторождения, но и других сложных разрезов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Можно предположить, что значение $K_{\text{п,гр}}$, равное 3,3 %, не является адекватным для данных отложений, так как по результатам ПГИ работают коллекторы с более высокой пористостью. Однако это привело бы к ошибочному уменьшению эффективных толщин в разрезе, а следовательно, сокращению подсчитанных запасов углеводородов.

Список литературы

1. Петерсиль В.И., Поросун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
2. McLean J.K., Dulac J.-C., Gringarten E. Integrated petrophysical uncertainty evaluation impacts reservoir models. E&P As seen in june 2012. – <http://www.pdgm.com/resourcelibrary/articles-and-papers/2012/integrated-petrophysical-uncertaintyevaluation-im/>

Reference

1. Metodicheskie rekomenedatsii po podschetu zapasov nefti i gaza ob'emynym metodom. Otsenka kharaktera nasyshchennosti po dannym GIS (Guidelines for the calculation of reserves of oil and gas by volumetric method. Assessment of the nature of saturation according to well logging): edited by Petersil'e V.I., Porosun V.I., Yatsenko G.G., Moscow –Tver: Publ. of VNIGNI, 2003. 261 p.
2. McLean J.K., Dulac J.-C., Gringarten E. *Integrated petrophysical uncertainty evaluation impacts reservoir model*. HART ENERGY. Exploration & Production, 2012, URL: <http://www.pdgm.com/resourcelibrary/articles-and-papers/2012/integrated-petrophysical-uncertaintyevaluation-im/>.

ВЛИЯНИЕ НИЗКОЧАСТОТНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ 6-12 ГЦ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D НА ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕТЕРМИНИСТИЧЕСКОЙ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

УДК 550.834.5

© И.И. Кубышта,
Ю.В. Павловский,
А.С. Сорокин, 2018

IMPACT OF LOW-FREQUENCY COMPONENT 6-12 Hz OF 3D SEISMIC DATA ON GEOLOGICAL RESULTS OF DETERMINISTIC ACOUSTIC INVERSION. EASTERN SIBERIA CASE STUDY

И.И. Кубышта, Ю.В. Павловский, А.С. Сорокин

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

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

Ключевые слова: данные широкополосной сейсморазведки 3D, низкочастотная модель, акустическая инверсия, прогноз пористости, Восточная Сибирь

I.I. Kubyshta, Yu.V. Pavlovskiy, A.S. Sorokin Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The results of acoustic inversion as a tool for porosity forecasts of the target Early Vendian reservoir are considered in the article, depending on the presence of low-frequency energy 6-12 Hz in 3D land seismic data. The comparison of geological interpretation options of the obtained forecast maps is shown, the quantitative estimation of the forecast accuracy is given.

Keywords: wideband 3D seismic, low-frequency model, acoustic inversion, porosity forecast, Eastern Siberia

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-28-35

ВВЕДЕНИЕ

Современные алгоритмы динамической интерпретации, направленные на количественный прогноз свойств резервуара, предъявляют высокие требования не только к качеству сейсмических данных, но и к их «количеству», в частности, к представительности и информативности частотного состава. Традиционная для сейсморазведки задача расширения спектра в область высоких частот теряет свою главную роль, уступая требованиям обработки с восстановлением истинного соотношения амплитуд (BCA-обработка) и сохранением низкочастотной компоненты (до 12-14 Гц). Особое внимание к низкочастотной энергии не случайно и продиктовано в первую очередь детерминистическими технологиями инверсионных преобразований, которые для восстановления абсолютных значений упругих

свойств вынужденно «требуют» добавления трендовой (низкочастотной) составляющей. Обычно источником этой информации служат скважинные данные акустического (АК), акустического широкополосного (АКШ), гамма-гамма плотностного (ГГК-п) каротажей, распространяемые в пределах изучаемой площади на основе стратиграфического каркаса по какому-либо закону (экстраполяцией, интерполяцией, с внешним трендом или без него). Необходимость такого подхода обусловлена отсутствием в сейсмических данных низкочастотной информации, либо не зарегистрированной в ходе выполнения полевых работ, либо не сохраненной в процессе обработки. Определить «ценность» этой энергии для конкретного проекта априори сложно, так как применение опережающего моделирования возможно только вблизи уже пробуренных скважин, в то время как наи-

большая информативность низкочастотной энергии заключается в латеральных изменениях и не может быть объективно оценена на значительном расстоянии от пробуренной скважины.

В работе представлен пример оценки вклада («ценности») низкочастотной энергии данных сейсморазведки посредством оценки точности количественного прогноза пористости по результатам инверсионных преобразований. Основой послужили данные, зарегистрированные сейсмоприемниками-акселерометрами на одном из месторождений Восточной Сибири [1] и специально обработанные с сохранением низкочастотной компоненты [2]. Особое внимание уделено низкочастотной компоненте 6-12 Гц сейсмических данных и степени ее влияния на геологические результаты интерпретации. Под «геологическим результатом интерпретации» в данном случае понимается точность прогноза общей пористости. Для решения этой задачи использована акустическая детерминистическая инверсия, позволяющая выделить низкочастотную компоненту и получить результат, подходящий для количественной интерпретации.

Для тестов акустической инверсии использован финальный обработанный суммарный куб после временной миграции до суммирования и постмиграционной обработки, условно названный «Сейсмика 6 Гц». «Традиционный» куб данных получен путем фильтрации исходного куба «Сейсмика 6 Гц» фильтром высоких частот 12 Гц, условно назван «Сейсмика 12 Гц».

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Изучаемое месторождение расположено на территории Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Разрез осадочного чехла слагают высококонтрастные по своим упругим свойствам породы: карбонаты, ангидриты, соли, терригенные разности. При относительно неглубоком залегании кристаллического фундамента (абсолютная глубина кровли не превышает 1800 м, к ней приурочен отражающий горизонт (ОГ) Ф) во временном масштабе мощность осадочной толщи составляет не более 600-700 мс (рис. 1). В основании осадочного чехла залегают относительно низкоскоростные терригенные отложения ранневендского возраста общей толщиной не более 60 м, с которыми связан основной перспективный на обнаружение залежей углеводородов резервуар. Для территории характерен северо-западный тренд уменьшения общей толщины венда: от 56,1 м в скв. Well-3 до 46,7 м в скв. Well-1.

Изменение общей толщины ранневендских отложений по данным ГИС в пределах изучаемой площади не превышает 10 м (не более 3 м во временном масштабе), в то время как мощность временных толщин ранневендских отложений по данным сейсморазведки 3D изменяется от 6 мс на выступах фундамента до 45-50 мс в юго-восточной части. Увеличение общей толщины ранневендских отложений не коррелирует с увеличением эффективной толщины пластов (табл. 1). Обработанные сейсмические данные 3D характеризуются широким частотным диапазоном – от 5-6 до 75-80 Гц. В сейсмо-

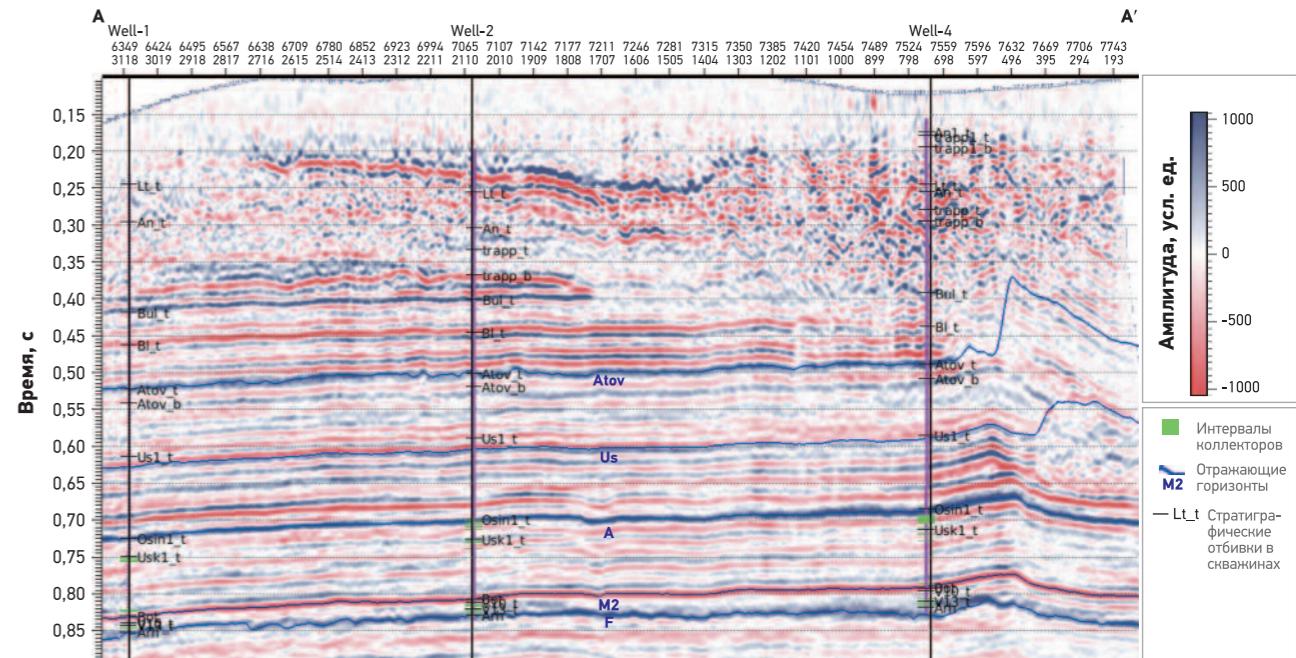


Рис. 1. Временной сейсмический разрез по линии А-А', характеризующий строение площади (интервалы коллекторов выделены по данным геофизических исследований скважин (ГИС))

Таблица 1

Скважина	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м	Средне-взвешенная пористость, %	Общая толщина, м	Эффективная толщина, м	Средне-взвешенная пористость, %	Общая толщина, м	Эффективная толщина пластов $B_{10}+B_{13}$, м	Средне-взвешенная пористость, %
	Пласт B_{10}						Пласт B_{13}		
Well-1	4,3	0,6	4,8	16,9	9,1	10,4	46,7	9,7	10,1
Well-2	11,5	6,3	13,8	16,1	11	16,7	43,3	17,3	15,7
Well-3	2	0	0	19,2	1,6	12,8	56,1	1,6	12,8
Well-4	24	0	0	12,6	5,7	10,2	55,8	5,7	10,2
Well-5	3,2	1,5	11,5	25,8	9,5	15,7	59,4	11	15,1

геологических условиях площади на уровне целевых пластов длина сейсмической волны λ составляет приблизительно 70–80 м. Вертикальная разрешенность сейсморазведки, оцениваемая как $1/4 \lambda$, не превышает 17–18 м. Невыдержаные целевые пласти B_{10} и B_{13} разделены глинистой перемычкой толщиной от 2,5 м (скв. Well-1) до 25 м (скв. Well-3), их границы не формируют самостоятельных отраженных волн (см. рис. 1). Поэтому для объективной количественной оценки результатов инверсии, особенно по проверочным скважинам, интервал терригенного венда рассмотрен без разделения на пласти.

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Акустическую детерминистическую инверсию приближенно можно сравнить с «конструктором» из трех составляющих: сейсмических данных, априорной (фоновой) модели упругого свойства и импульса. При сравнительных расчетах для определения вклада одной составляющей важно зафиксировать две оставшиеся. В данном случае изучаемой является низкочастотная модель, поэтому данные сейсморазведки и импульс должны оставаться неизменными. Фоновые модели можно построить различными способами, но возьмем наиболее часто используемый: распространение значений акустического импеданса по данным скважин на основе стратиграфического каркаса, определяемого корреляцией ОГ. В пределах рассматриваемой площади пробурены пять скважин. По данным проведенного в них каротажа построено 11 вариантов низкочастотной модели акустического импеданса (АИ), которые можно группировать по принципу построения: I группа – использованы данные всех скважин (модель № 1), II группа – данные только одной скважины (модели № 2–6), III группа – данные четырех из пяти скважин (модели № 7–11). Для моделей № 1, 7–11 применен

алгоритм интерполяции – inverse distance weighted. В моделях № 7–11 исключенная скважина является проверочной, при этом латеральные изменения свойств среды задаются данными четырех скважин. Модели № 2–6 построены экстраполяцией скважинных значений АИ и для них проверочными служат все скважины, не участвовавшие в построении. В таком случае низкочастотные модели № 2–6 не содержат априорной информации о латеральных изменениях упругих свойств. Выполнение серии тестов акустической инверсии на низкочастотных моделях, построенных с проверочными скважинами или без них, позволяет независимо оценить вклад низкочастотной сейсмической энергии 6–12 Гц и ее влияние на точность прогноза пористости.

По данным скважин в целевом ранневендском интервале разреза значения АИ изменяются в пределах 20 %. Влияние включения/исключения скважин при построении априорной трендовой модели будет тем более значительным, чем больше толщина ранневендских отложений. Для оценки возможного разброса значений АИ выполнено построение «синтетического» разреза по данным скв. Well-5 вдоль произвольной линии, проходящей через области уменьшения временных толщин до 6 мс (выступы фундамента на западе) и области максимальных временных толщин до 50 мс на юго-востоке площади. АИ ранневендских отложений на 30 % меньше значений перекрывающих (карбонатных раннекембрийских) и подстилающих (кристаллического фундамента) пород. Синтетический разрез показывает, что низкочастотная модель 12 Гц в отличие от модели 6 Гц передает контрастный слой и оказывается в большей степени зависимой от способа построения. Контраст акустических свойств терригенно-го венда нивелируется в частотном диапазоне до 6–8 Гц, и низкочастотная компонента несет информацию об усредненных свойствах среды – так называемые «абсолютные

значения», которые практически не зависят от способа построения априорной модели АИ. Низкочастотная модель 6 Гц по сравнению со скважинной кривой завышает значения АИ в интервале терригенного венда в среднем на 35 %, модель 12 Гц – в среднем на 25 %. Обратные закономерности можно отметить для высокомпедансных слоев – карбонатный интервал и кристаллический фундамент, в которых низкочастотные модели занижают значения АИ, особенно вблизи границ контрастных слоев.

Необходимо уделить внимание и третьей составляющей инверсии – сейсмическому сигналу. Известно, что оценка детерминистического импульса должна выполняться во временном интервале, в 3–4 раза превышающем длину извлекаемого импульса. Это условие можно выполнить только для сейсмических данных 12 Гц. Временная толщина отложений осадочного чехла, охарактеризованных записями каротажа, не превышает 400–450 мс. Для работы с сейсмическими данными 12 Гц минимально достаточная длительность сигнала составляет 100–120 мс. Для работы с сейсмоданными 6 Гц длительность сигнала должна быть не менее 160–180 мс. Очевидно, что при этом не удается соблюсти формальное требование о минимально достаточном окне извлечения детерминистического сигнала. В то же время разрез осадочного чехла, особенно в подсолевом интервале разреза, характеризуется выдержанностью как по площади, так и по разрезу, что создает предпосылки для детерминистического определения сигнала из сейсмических данных 6 Гц. Для сейсмических данных 12 Гц длина импульса определена равной 100 мс, 6 Гц – 200 мс.

Качество привязки скважин к обоим наборам сейсмических данных 6 и 12 Гц достаточно высокое, соответствие синтетических и реальных трасс систематически выше для сейсмических данных 6 Гц (в среднем на 3–5 %). Отмечено, что у импульсов, извлеченных из сейсмических данных 6 Гц, фазовый спектр стабилен, начиная с 4–5 Гц. Изменение хотя бы одного из технических параметров инверсии может повлиять на ее результат, поэтому параметры были приняты одинаковыми для тестов инверсии с сейсмическими данными 6 и 12 Гц, за исключением частоты объединения, отвечающей за граничную частоту, до которой используется низкочастотная модель АИ. В ходе исследования были рассчитаны 22 варианта инверсии: по 11 для сейсмических данных 6 Гц и сейсмических данных 12 Гц. Каждый вариант отличается использованной моделью (№ 1–11). Качество инверсии

оценено стандартными способами. Восстановление сейсмических данных 6 Гц систематически выше, чем данных 12 Гц: атрибут «коэффициент корреляции реальных и восстановленных трасс» отличается в среднем на 2 %, атрибут «восстановленное отношение сигнал-шум» – на 5 дБ. При сопоставлении зарегистрированных кривых АИ со скважинными кривыми отмечено, что результаты инверсии 6 Гц имеют большую сходимость со скважинной кривой, чем результаты инверсии 12 Гц – в среднем на 5 %. В интервале терригенного венда результаты инверсии 6 Гц больше соответствуют скважинной кривой (в среднем на 8 %), чем результаты инверсии 12 Гц (в том числе и по проверочным скважинам).

НИЗКОЧАСТОТНАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ 6–12 ГЦ ФОКУСИРУЕТ ОБРАЗЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА КАРТАХ РАЗЛИЧНЫХ АТРИБУТОВ, ОБЛЕГЧАЯ ИХ ИНТЕРПРЕТАЦИЮ. ИСКЛЮЧЕНИЕ НИЗКОЧАСТОТНОЙ ЭНЕРГИИ ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ ИНФОРМАТИВНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА (ЕГО «ПОЛОСАТОСТИ» И БОЛЬШЕЙ ЗАШУМЛЕННОСТИ), ОГРАНИЧИВАЕТ ВОЗМОЖНОСТИ И ИСКАЖАЕТ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результатом акустической инверсии является куб абсолютных значений АИ, который был пересчитан в куб прогнозной пористости по установленной в ходе петрофизической интерпретации зависимости.

На рис. 2 показаны разрезы прогнозной пористости по произвольному профилю В–В'. Схемы прогнозной пористости для вариантов инверсии 6/12 Гц с использованием модели № 1 приведены на рис. 3. Из рис. 2 и 3 видно, что при использовании одной и той же низкочастотной модели наличие сейсмической энергии 6–12 Гц существенно отражается на результатах прогноза. Схемы прогнозной пористости – результат инверсии 6 Гц – обладают большей латеральной дифференциацией: уверенно выделяются бесперспективные области грабенов, локальных выступов фундамента, зон основных тектонических нарушений (см.

рис. 3, а). Тектонический блок, включающий скв. Well-1 и Well-2, по результатам инверсии сейсмических данных 6 Гц имеет меньшую перспективность, чем по результатам инверсии сейсмических данных 12 Гц. Прогнозная схема пористости на рис. 3, б не обладает такой дифференциацией, значение пористости в восточной части площади изме-

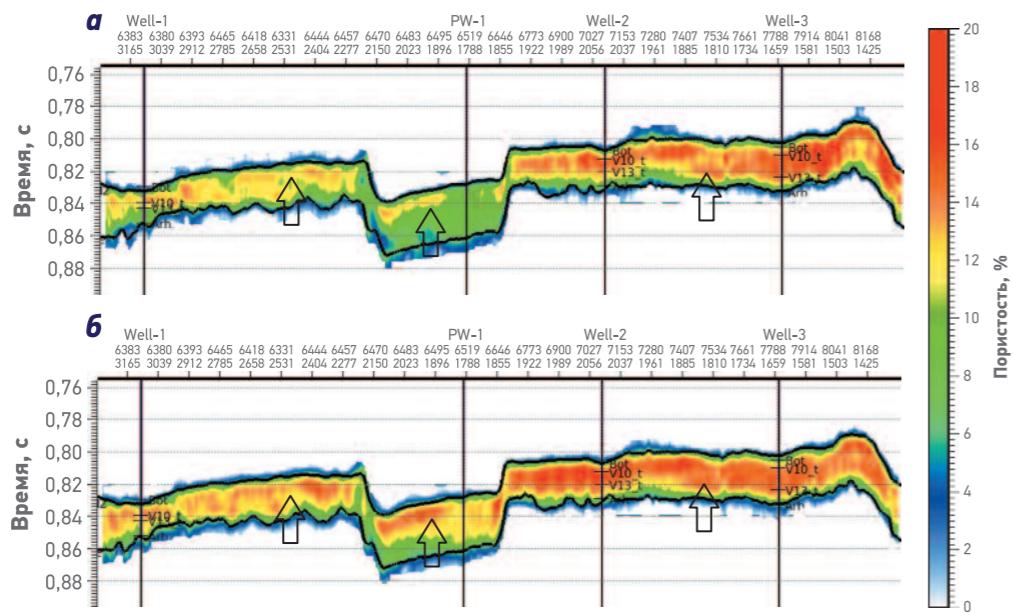


Рис. 2. Разрезы прогнозной пористости по линии В-В', построенные по результатам инверсии сейсмических данных 6 Гц (а) и 12 Гц (б) (стрелками показаны области значимых отличий)

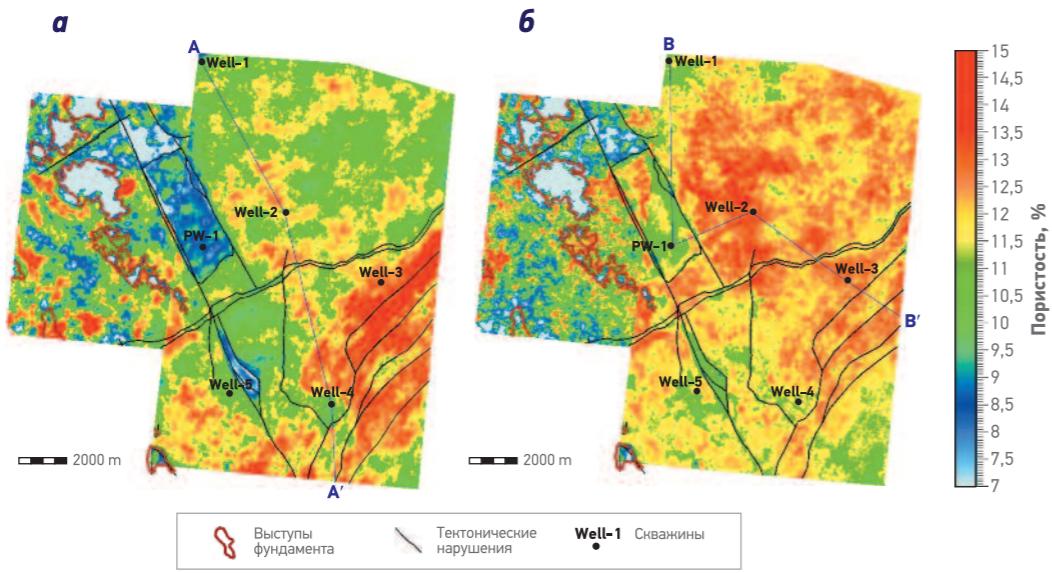


Рис. 3. Прогнозные схемы пористости, построенные по результатам инверсии сейсмических данных 6 Гц (а) и 12 Гц (б)

няется в среднем от 10 до 12 % и не позволяет районировать территорию. Сравнение разрезов и прогнозных схем позволяет дать оценку только на качественном уровне, и чаще всего она является субъективной. Более значимы количественные оценки, позволяющие увидеть и сравнить цифры. Для этого по прогнозным схемам пористости, полученным по результатам инверсии сейсмических данных 6 и 12 Гц с использованием моделей № 1–11, в точках скважин определены значения и сведены в табл. 2. Получен представительный набор значений, позволяющий независимо оценить точность прогноза по проверочным скважинам, соот-

ветствующее им значение в табл. 2 выделено синим цветом.

Для оценки точности инверсии большее значение имеет абсолютная погрешность прогноза относительно скважинного значения (табл. 3). Из анализа табл. 3 можно сделать следующие выводы:

- большинство проверочных скважин для одинаковых низкочастотных моделей по результатам инверсии сейсмических данных 6 Гц показывают меньшую погрешность, чем по результатам инверсии сейсмических данных 12 Гц;
- инверсия сейсмических данных 6 Гц при использовании моделей, построенных с использованием большей априорной информа-

Таблица 2

Низкочастотная модель	Прогнозная пористость, %									
	Инверсия 6 Гц					Инверсия 12 Гц				
	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1
1 (all Wells)	13,15	10,29	11,52	10,82	10,13	12,15	10,27	11,74	11,60	9,83
2 (Well-3)	15,18	13,94	14,12	13,67	12,93	12,70	12,72	13,37	13,28	12,56
3 (Well-5)	12,15	11,14	10,11	10,67	9,49	9,95	10,57	9,82	11,21	8,43
4 (Well-2)	10,94	9,87	10,27	9,88	9,23	12,48	11,43	11,74	12,52	11,16
5 (Well-4)	11,68	10,48	10,78	10,83	9,75	11,00	10,78	11,16	11,33	10,21
6 (Well-1)	13,66	12,07	11,48	12,56	12,03	12,66	11,08	11,45	12,50	10,71
7 (no Well-3)	11,91	10,01	11,12	10,36	9,78	11,20	10,40	12,01	11,37	10,22
8 (no Well-5)	12,97	11,25	11,67	11,04	10,24	12,07	11,44	11,81	11,46	10,10
9 (no Well-2)	12,85	10,68	11,30	10,82	10,12	12,25	10,48	11,10	11,36	9,62
10 (no Well-4)	13,24	10,55	11,86	11,35	10,34	12,27	10,49	12,22	12,20	10,28
11 (no Well-1)	12,24	9,85	11,04	10,37	9,75	11,79	10,90	10,84	12,21	10,36
Данные ГИС	12,82	15,11	15,67	10,2	10,1	12,82	15,11	15,67	10,2	10,1

Таблица 3

Низкочастотная модель	Абсолютная погрешность прогноза пористости									
	Инверсия 6 Гц					Инверсия 12 Гц				
	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1
1(all Wells)	0,33	4,82	4,15	0,62	0,03	0,67	4,84	3,93	1,40	0,27
2(Well-3)	2,36	1,17	1,55	3,47	2,83	0,12	2,39	2,30	3,08	2,46
3 (Well-5)	0,67	3,97	5,56	0,47	0,61	2,87	4,54	5,85	1,01	1,67
4 (Well-2)	1,88	5,24	5,40	0,32	0,87	0,34	3,68	3,93	2,32	1,06
5 (Well-4)	1,14	4,63	4,89	0,63	0,35	1,82	4,33	4,51	1,13	0,11
6 (Well-1)	0,84	3,04	4,19	2,36	1,93	0,16	4,03	4,22	2,30	0,61
7 (no Well-3)	0,91	5,10	4,55	0,16	0,32	1,62	4,71	3,66	1,17	0,12
8 (no Well-5)	0,15	3,86	4,00	0,84	0,14	0,75	3,67	3,86	1,26	0,00
9 (no Well-2)	0,03	4,43	4,37	0,62	0,02	0,57	4,63	4,57	1,16	0,48
10 (no Well-4)	0,42	4,56	3,81	1,15	0,24	0,55	4,62	3,45	2,00	0,18
11 (no Well-1)	0,58	5,26	4,63	0,17	0,35	1,03	4,21	4,83	2,01	0,26

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

При сравнении результатов инверсий возникает вопрос, связана ли погрешность прогноза пористости с завышением низкочастотной моделью значений АИ в целевом слое венд. Для ответа на этот вопрос необходимо рассмотреть количественные связи погрешности акустического импеданса в низкочастотной

Таблица 4

Низкочастотная модель	Абсолютная погрешность акустического импеданса в низкочастотной модели, % скважинных данных									
	Инверсия 6 Гц					Инверсия 12 Гц				
	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1	Well-3	Well-5	Well-2	Well-4	Well-1
2 (Well-3)	-	11,48	20,84	7,26	18,38	-	5,16	15,34	0,89	13,41
3 (Well-5)	40,51	-	44,12	25,97	42,14	27,14	-	32,53	11,79	31,64
4 (Well-2)	33,76	25,73	-	19,34	35,49	20,45	12,71	-	5,80	25,06
5 (Well-4)	19,99	13,19	24,96	-	24,25	13,43	7,11	16,78	-	15,45
6 (Well-1)	35,61	27,58	39,17	21,22	-	22,91	14,98	28,08	8,09	-
7 (no Well-3)	36,64	-	-	-	-	23,90	-	-	-	-
8 (no Well-5)	-	22,95	-	-	-	-	13,24	-	-	-
9 (no Well-2)	-	-	34,35	-	-	-	-	26,14	-	-
10 (no Well-4)	-	-	-	20,16	-	-	-	-	7,83	-
11 (no Well-1)	-	-	-	-	34,67	-	-	-	-	25,95

модели (значения по проверочным скважинам приведены в табл. 4) и значения ошибок прогноза пористости (см. табл. 3).

Анализ представленного массива данных раздельно по скважинам позволяет выявить следующие закономерности:

✓ величина достоверности линейной связи (коэффициент детерминации) погрешность значений акустического импеданса в низкочастотной модели – ошибка прогноза пористости – некондиционна для скв. Well-1, находящейся в зоне искажения сейсмических данных (неполнократная зона), и скв. Well-3, находящейся во фронтальной части надвига надсолевого комплекса, который приводит к искажению сейсмоданных вследствие локальной потери высокочастотной компоненты (отсутствует информация на частотах более 40 Гц);

✓ для скважин, расположенных в неосложненных частях площади (Well-2, Well-4, Well-5), характерно уменьшение коэффициента корреляции линейной связи погрешность значений акустического импеданса в низкочастотной модели – погрешность прогноза пористости – от 7 % (скв. Well-2, Well-5) до 17 % (скв. Well-4) для результатов инверсии сейсмических данных 6 Гц в сравнении с аналогичными 12 Гц;

✓ не выявлена однозначная закономерность влияния общей и/или эффективной толщины проницаемых прослоев на линейную связь погрешность значений акустического импеданса в низкочастотной модели – погрешность прогноза пористости. Можно предположить, что акустическая модель целевого резервуара – это совокупность влияния трех факторов: контрастных

перекрывающей (ОГ М2) и подстилающей (ОГ Ф) границ, общей толщины ранневендских отложений и упругих характеристик целевых пластов B_{10} и B_{13} . Низкочастотная энергия 6–12 Гц содержит информацию о «трендовых», слабо меняющихся закономерностях распространения упругих свойств. Для оценки именно влияния низкочастотной компоненты следует рассмотреть линейные связи погрешность прогноза пористости – погрешность значений акустического импеданса для моделей № 2–6, построенных способом экстраполяции значений акустического импеданса по одной скважине. Коэффициент корреляции линейной связи погрешность значений акустического импеданса – погрешность прогноза пористости для сейсмических данных 12 Гц составляет 0,91, для сейсмических данных 6 Гц – 0,14, что свидетельствует о незаменимости низкочастотной компоненты 6–12 Гц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлены результаты узконаправленного исследования оценки вклада («ценности») низкочастотной энергии 6–12 Гц сейсмических данных 3D посредством анализа точности количественного прогноза ФЕС (пористости) по результатам серии расчетов акустической детерминистической инверсии с различными фоновыми моделями. Установлено, что наличие низкочастотной энергии (<10–12 Гц) в сейсмических данных положительно отражается на информативности прогнозных материалов при геологической интерпретации.

Количественная оценка этого эффекта составляет до 8,7 % при прогнозе пористости. Много это или мало – вопрос спорный, на количественном уровне, скорее, мало, но при качественном анализе латерального распространения коллекторов установлены значимые различия. При тектоническом строении месторождения возможны существенные изменения в перспективности неописанных изолированных блоков. Граничное значение пористости для выделения коллекторов в вендских отложениях составляет 6 %. Точность прогноза пористости по сейсмическим данным зависит от наличия или отсутствия низкочастотной энергии, что в итоге может привести к появлению несуществующих коллекторов на прогнозных картах. Полученные оценки предопределены сейсмогеологическими условиями площади: маломощные не контрастные по своим упругим характеристикам прослои коллекторов заключены между жесткими, акустически контрастными границами, и даже при наличии сейсмической энергии на частотах до 80 Гц не формируют самостоятельных отражений. В такой ситуации крайне сложно рассмотреть влияние какого-то одного фактора и установить его связь с сейсмической низкочастотной энергией. В сейсмогеологических условиях Восточной Сибири количественный прогноз свойств резервуара существенно затруднен вследствие влияния совокупности осложняющих факторов (маломощные коллекто-

ры с низкими ФЕС, геологические особенности верхней части разреза, сложное тектоническое строение, трапповый магматизм и др.).

Опыт работы прошлых лет показал, что в более благоприятных сейсмогеологических условиях низкочастотная энергия на суммарных обработанных данных присутствует в материалах сейсморазведочных работ 3D, выполненных без проведения специальных полевых работ. Низкочастотная энергия в таком случае – результат обработки. На качественном уровне установлено, что низкочастотная сейсмическая энергия 6–12 Гц фокусирует образы геологических объектов на картах различных атрибутов, облегчая их интерпретацию. Исключение низкочастотной энергии приводит к снижению информативности сейсмического разреза (его «полосатости» и большей зашумленности), ограничивает возможности и искажает результаты динамической интерпретации.

Авторы выражают благодарность всем коллегам, принимавшим участие в работе над проектом.

Список литературы

1. Результаты опробования высокопроизводительных методик сейсморазведки в условиях Восточной Сибири / Г.В. Волков, А.И. Андронов, А.С. Сорокин, Д.А. Литвиченко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 33–37.
2. Специальная обработка данных, зарегистрированных по технологии UniQ с целью повышения энергии низких частот / А.С. Сорокин, Ю.В. Павловский, А.Е. Харитонов [и др.] // Тезисы докладов «ГеоСочи-2017» ООО «ГеоЕвразия». – С. 160.

Reference

1. Volkov G.V., Andronov A.I., Sorokin A.S., Litvichenko D.A., Perform a pilot studying results for the testing of high-productivity techniques in Eastern Siberia (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 33-37.
2. Sorokin A.S., Pavlovskiy Yu.V., Kharitonov A.E., Romanenko M.Yu., Glebov A.A., Spetsial'naya obrabotka dannykh, zaregistrirovannykh po tekhnologii UniQ s tsel'yu povysheniya energii nizkikh chastot (Special processing of data registered with UniQ technology to increase the energy of low frequencies), Proceedings of "GeoEvraziya - GeoSochi-2017", Sochi, 2017, p. 160.

АНАЛИЗ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТИ ПЛАСТА БВ, АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «СЛАВНЕФТЬ- МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

INTERNAL STRUCTURE AND OIL CONTENT ANALYSIS OF THE BV₉ LAYER OF THE ACHIMOV STRATUM IN THE ACTIVITY AREA OF SLAVNEFT-MEGIONNEFTEGAZ JSC

М.А. Кузнецов, С.М. Игитов, Д.А. Котунов

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»,

Р.Н. Асмандияров, О.Е. Курманов, В.Г. Мирошкин,

А.А. Шпинделер, А.А. Штырляева

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

Электронный адрес: ShtyrlaeaVA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: керн, фации, условия формирования пласта, гипсометрические отметки, свойства

М.А. Kuznetsov, S.M. Igitov, D.A. Kotunov

Slavneft-Megionneftekaz JSC, RF, Megion

R.N. Asmandiyarov, O.E. Kurmanov, V.G. Miroshkin, A.A. Shpindler, A.A. Shtyrlaea

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article represents the results of a comprehensive analysis of the internal structure and conditions of formation's influence on the reservoirs oil content. In the course of the analysis, the conditions of reservoir formation were reconstructed, regional and detailed facial schemes were constructed, reservoir properties were taken into account within each of the selected facies, hypsometric marks of reservoir were determined. The obtained data were compared with the oil reserves within the studied objects.

Keywords: core, facies, conditions of reservoir formation, hypsometric marks, properties

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-36-40

ВВЕДЕНИЕ

В связи с истощением запасов основных нефтегазоносных комплексов на территории Западной Сибири нефтяные компании все чаще рассматривают возможность поиска залежей в отложениях ачимовской толщи. При возрастающем значении данных отложений для ресурсного потенциала отмечается ряд существенных проблем, затрудняющих поиск и оценку залежей. К таким проблемам относятся высокая степень расчлененности коллекторов, резкая фациальная изменчивость, низкие значения проницаемости, широкое развитие карбонатных линз и др.

Цель данной работы – установление связи между основными чертами внутреннего строения клиноформенной части пласта BV₉ ачимовской толщи и его нефтеносностью с

целью выявления критериев поиска и оценки нефтяных залежей в указанных отложениях. В ходе изучения строения пласта BV₉ выполнен фациальный анализ, построены региональные и детальные схемы, проведено сравнение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) песчаников, отнесенных к разным фациальным обстановкам, исследовано комплексное влияние фациальной принадлежности, коллекторских свойств и структурного фактора на нефтеносность рассматриваемых объектов.

Пласт BV₉ входит в состав клиноформы BV₈₋₉, которая залегает под регионально прослеживаемой самотлорской глинистой пачкой [1]. В соответствии с клиноформной моделью строения ачимовской толщи в региональном отношении пласт BV₉ представляет собой серию кулисообразных линзовидных тел суб-

меридионального простирания [2]. Песчано-алевритовые тела изучаемого комплекса сформировались в нижней и подошвенной частях шельфового склона и являются результатом деятельности песчаных и алевритовых турбидитовых потоков и оползней [3].

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Объектами исследования являются три лицензионных участка, расположенных на различном расстоянии от бровки шельфа (рис. 1). Региональные фациальные схемы пласта BV₉ построены на основе керновых и геофизических данных. В процессе работ был изучен керн 12 скважин общим объемом 225 м. По результатам детального описания керна в пределах клиноформы BV₈₋₉ выявлен глубоководно-морской комплекс фаций, включающий фацию подводящих каналов и фации проксимальных, средних и дистальных частей конусов выноса [4].

Фация подводящего канала сложена светло-серыми мелкозернистыми песчаниками с маломощными прослоями темно-серого аргиллита. Для отложений характерны массивная текстура, субгоризонтальная слойчатость, намечаемая намывами углефицированного растительного дегрита, знаки раби, пламен-

ная текстура. Основными отличительными признаками фации подводящего канала являются врезы в подстилающие отложения, подчеркнутые изменением размера зерен и немногочисленными интракластами глинистых пород, а также текстуры деформации. **Фация проксимальной части конуса выноса турбидитового потока** сформирована тонко-мелкозернистыми песчаниками с пачками тонкого переслаивания песчаников и аргиллитов. Характерны четкие границы между литологическими разностями. Текстуры массивные, полого-наклонные, имеют мелкую косую слойчатость, тонкое линзовидно-полосчатое чередование. Присутствуют редкие интракласты глинистых пород и углефицированный растительный дегрит.

Фация средней части конуса выноса турбидитового потока представлена чередованием пачек песчаников светло-серых тонкозернистых, алевролита глинистого серого и аргиллита алевритистого темно-серого в разных соотношениях. Характерны градационная слойчатость, мелкие знаки раби, тонкое линзовидно-полосчатое чередование. На межслойковых поверхностях присутствуют намывы углефицированного растительного дегрита.

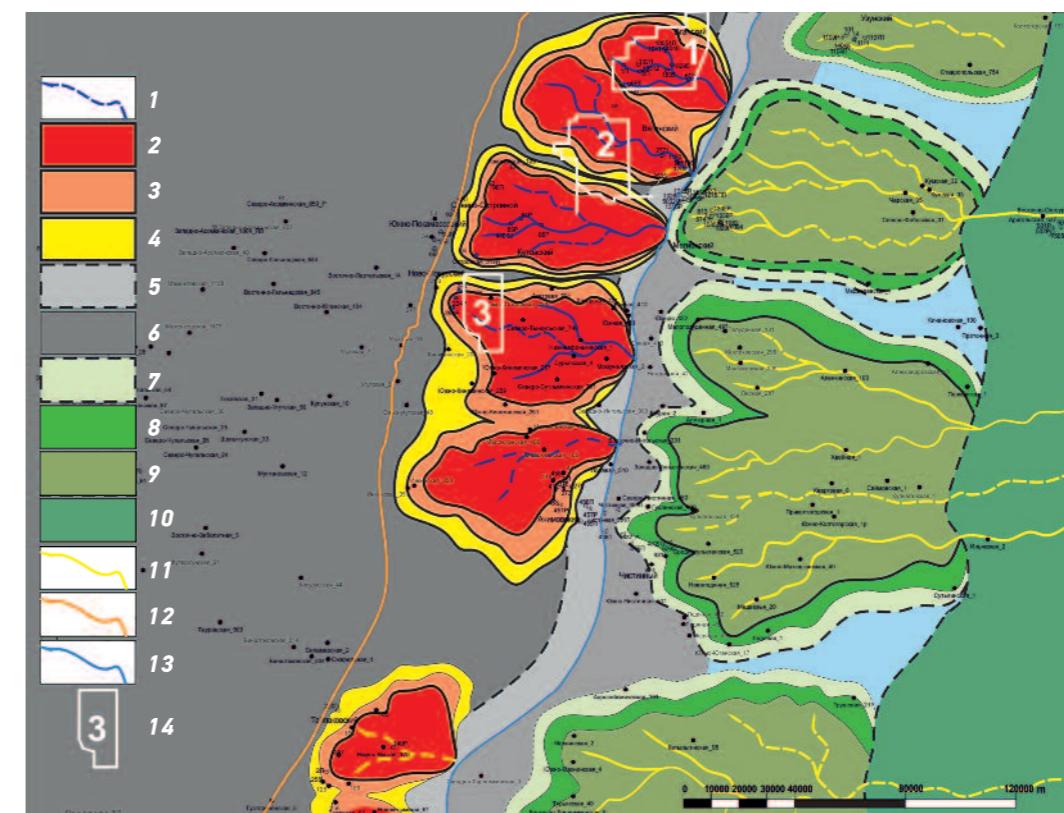


Рис. 1. Региональная фациальная схема клиноформы BV₈₋₉ на территории деятельности ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»:

фации: 1 – подводящих каналов, 2 – проксимальных частей конуса выноса, 3 – средних частей конуса выноса, 4 – дистальных частей конуса выноса, 5 – склонов, 6 – глубоководного бассейна, 7–11 – дельты, 12 – граница примыкания кровли пласта к глубоководным отложениям, 13 – бровка шельфа, 14 – границы изучаемых объектов

Фация дистальной части конуса выноса турбидитового потока сложена темно-серыми алевритистыми аргиллитами с тонкими линзами светло-серого тонкозернистого песчаника. Характерны линзо-видно-слоистая и градационная текстуры. По данным изучения керна для каждой исследуемой скважины были построены литолого-седиментационные колонки, отражающие смену фаций в разрезе. При увязке и сопоставлении керновых данных с результатами геофизических исследований скважин (ГИС) были выявлены формы кривых потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и гамма-каротажа (ГК), характерные для каждой выделяемой фации. Это позволило описать разрез в интервалах и скважинах, не представленных керновым материалом.

В результате комплексного обобщения этих данных для клиноформы $\text{БВ}_{8,9}$ была построена фациальная схема, отражающая условия формирования пластов в региональном плане (см. рис. 1). Лицензионный участок 1 находится в проксимальной части конуса выноса, в пределах которой имеется большое количество отложений подводящих каналов. Лицензионный участок 2 расположен в боковой зоне конуса выноса, приуроченной к проксимальной, средней и дистальной частям.

Территория лицензионного участка 3 относится к дальней части конуса, в пределах пласта БВ_9 вероятно преобладание отложений средней и проксимальной частей конуса. Следует отметить, что все три участка в региональном плане относятся к разным конусам, сформированным в ходе деятельности разных турбидитовых потоков. Это позволяет предполагать различные физические (в том числе фильтрационно-емкостные) свойства коллекторов, а также характер их насыщения.

ФАЦИАЛЬНАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД

На рис. 2 показана диаграмма Winland plot, построенная по керновым данным пласта БВ_9 с разделением на фации [4]. Из рис. 2 видно, что фациальная природа песчаников

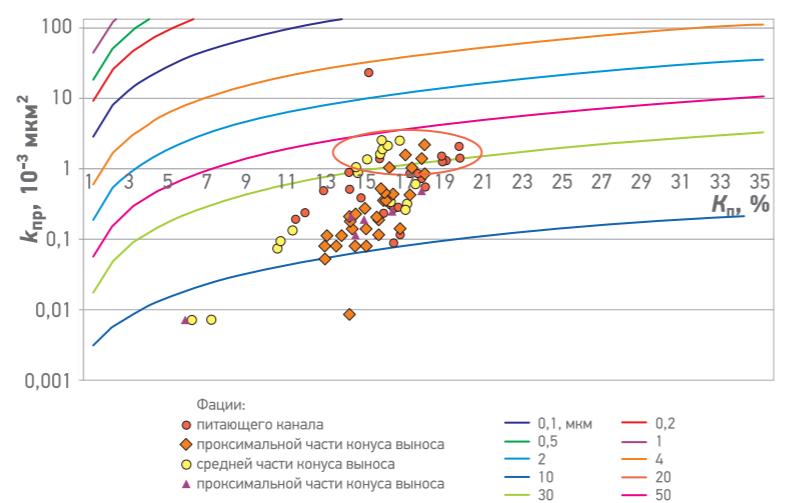


Рис. 2. Winland plot, построенный по керновым данным пласта БВ_9 ,

ачимовской толщи существенно влияет на их ФЕС: отложения дистальной части конуса выноса турбидита обладают пониженной проницаемостью $k_{\text{тр}}$ на фоне малых диаметров пор и вследствие этого являются непригодными для формирования залежей. Отложения средних и проксимальных частей конусов выноса имеют близкие значения проницаемости и диаметров пустот, закономерно дифференцируясь только по пористости K_p (см. рис. 2). В пределах выделенной области ясно видно закономерное распределение параметра пористости для песчаников, сформированных в разных фациальных обстановках.

Пористость убывает по направлению от фации подводящего канала к фации средней части конуса выноса турбидита. Песчаники подводящего канала, формируясь в наиболее гидродинамически активной зоне, обладают большим коэффициентом песчанистости, чем песчаники средней части конуса выноса, которые по мере удаления от источника сноса содержат больше алверо-пелитового материала. Следовательно, наиболее благоприятными для формирования залежей с точки зрения ФЕС являются песчаники подводящих каналов и проксимальных частей конуса выноса. При этом первые обладают весьма ограниченным распространением по площади и при отсутствии конусов выноса (в склоновых условиях) могут формировать лишь небольшие сложные для обнаружения ловушки углеводородов.

Таким образом, основным фациальным критерием для поисков залежей с точки зрения ФЕС являются отложения проксимальных частей конуса выноса турбидита с развитой системой подводящих каналов.

ФАЦИАЛЬНАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ И СТРУКТУРНЫЙ ФАКТОР

Для оценки влияния фациальной природы коллекторов на их нефтеносность в сочетании со структурным фактором по пласту БВ_9 на каждом участке были построены детальные фациальные схемы по данным исследования керна, ГИС и результатов их интерпретации. Оценка нефтеносности выполнена путем анализа соотношений запасов пласта в пределах изучаемых объектов. Помимо этого, проведено сравнение средних эффективных толщин, поскольку они тесно связаны с особенностями распределения по площади фаций подводящих каналов, проксимальных и средних частей конусов выноса. В ходе анализа выявлено, что несмотря на схожую фациальную природу, средние эффективные толщины по объектам распределены неравномерно: при равных значениях параметра для участков 1 и 3 (по 16,5 м) участок 2 (см. рис. 1) отличается существен-

но более низкими средними толщинами. Это может быть связано с особенностями сноса материала в прибрежной и мелководно-морской зонах, особенностями склона и другими параметрами, которые невозможно учесть при анализе глубоководно-морских отложений. При определении структурного фактора анализировалось гипсометрическое положение фаций проксимальных и средних частей конусов выноса как наиболее благоприятных по параметрам ФЕС. В данном случае наиболее высокую абсолютную отметку (-2320 – -2420 м) пласт занимает на территории объекта 1, объект 2 расположен немного ниже (-2420 – -2470 м), объект 3 – на низких абсолютных отметках (-2500 – -2600 м). Следует также отметить, что в пределах объекта 2 склон в северо-западном направлении является более пологим (перепад высот составляет 50 м), чем в пределах объектов 1 и 3 (перепад высот – 100 м) (рис. 3). Сопоставление полученных данных с резуль-

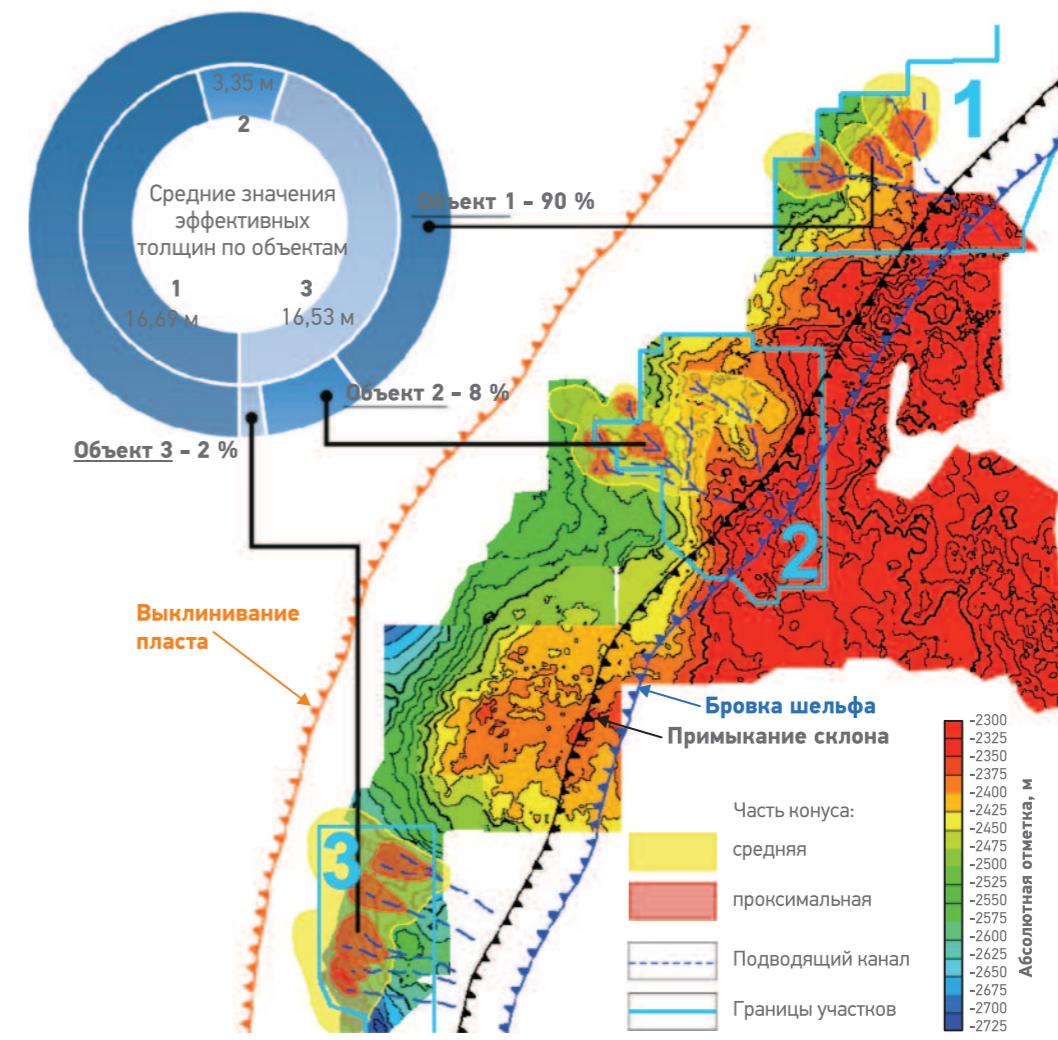


Рис. 3. Региональная структурная карта по кровле пласта БВ_9 и соотношение геологических запасов нефти по объектам

татами распределения запасов по объектам позволяет сделать вывод, что при наличии коллекторов региональный структурный план может оказывать значительное влияние на формирование залежей углеводородов в пластах ачимовской толщи. При равных средних эффективных толщинах объект 1, находящийся на более высоком гипсометрическом уровне, содержит 90 % геологических запасов нефти, а объект 3, расположенный на самой низкой отметке – всего 2 %. Небольшие запасы нефти в пределах объекта 2 могут быть связаны, во-первых, с низкими значениями эффективных толщин, во-вторых – с относительно небольшим углом падения палеослона, который мог способствовать опесчаниванию последнего. В свою очередь опесчанивание склона могло привести к вертикальной миграции основных запасов нефти в вышележащие горизонты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены три лицензионных участка на территории ХМАО-Югра с типичным набором фаций отложений ачимовской толщи. Участки характеризуются равномерной степенью изученности, что дает возможность их сравнивать. Анализ участков позволяет сделать вывод, что ресурсный по-

тенциал ачимовской толщи определяется следующими критериями:

- 1) наличием фаций подводящих каналов и проксимальных частей конусов выноса;
- 2) размером проксимальной части конуса выноса – высокими значениями эффективных толщин;
- 3) гипсометрическим положением района относительно регионального структурного плана;
- 4) углом наклона палеослона как фактором, характеризующим динамику развития отложений конусов выноса.

Комплексный анализ участков показал, что основным критерием наличия залежей с промышленными запасами нефти является структурный фактор, поскольку, даже при высоких средних эффективных толщинах, пласт, находящийся на низкой гипсометрической отметке, может оказаться водоносным более чем на 90 %.

Результаты данной работы могут быть использованы для определения перспективности ресурсного потенциала ачимовских отложений в пределах ХМАО-Югра.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА ДЛЯ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЦЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ

GEOLOGICAL BASIS FOR RAPID ASSESSMENT OF THE VALUE OF INFORMATION

А.С. Ситников, Р.Н. Асмандиаров, М.Ю. Митяев

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

Электронные адреса: Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru,
Sitnikov.AN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: ценность информации, васюганская свита, геологическая модель, вероятностная оценка

A.S. Sitnikov, R.N. Asmандиаров, M.Y. Mityaev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The express estimation method of additional study influence on the individual geological parameters uncertainty is considered. The geological features typification and study is suggested. The section geological features, such as vertical and horizontal anisotropy, are divided into typical 9 classes. In addition to the features parametric characteristics (porosity, saturation, effective thickness, fluid type and several others) are included discretely in the evaluation. For each set of geological parameters, different classes of knowledge are distinguished. Based on this discretization, the study effect on the distribution of reserves and their sensitivity to more or less known parameters was evaluated. The work idea lies in the allocation of typical objects with identical geological features. Further comparison of the study baseline state with the target gives an understanding of both the magnitude of the change in the ranges of stocks and the possibilities of minimizing uncertainties by specific measures based on the calculations already performed. The result of the assessment can be built into existing tools for portfolio analysis, resource flow plans, drilling rating or the development of integrated projects for project development.

Keywords: value of information, vasyuganskaya, geological model, probabilistic estimation

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-41-45

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время вероятностные оценки в том числе «конечных» геологических результатов (начальных геологических запасов (НГЗ)) получили весьма широкое распространение. По мере стандартизации их выполнения возникает потребность не только в оценке рисков, но и в управлении ими. Термин «Управление рисками» [1] относится не только к обнаружению, оценке и приоритизации, но и к оценке экономической целесообразности применения ресурсов для минимизации вероятности получения негативных результатов [2]. Традиционно работа по управлению рисками выстраивается в определенной последовательности и обеспечивает выполнение процедур определения, оценки, минимизации и проверки основных неопределенностей, относящихся проект к числу рискованных. Для сложных проектов с наличием большого числа параметров с неопределенностями, минимизируя неопределенность одного, можно полу-

чить эффект по ряду других. Например, отбирая керн для установления петрофизических зависимостей для более качественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС), можно получить данные для минимизации неопределенностей по геомеханике или относительным фазовым проницаемостям (ОФП), или после проведения сейсморазведочных работ 3D можно уточнить не только структурный каркас, но и сузить диапазон неопределенности эффективных толщин. В данном случае возникает задача выбора вида исследования, которое позволило бы охватить максимум неопределенностей и снизить до приемлемого уровня диапазоны распределения параметров.

К основным задачам работы относятся поиск связей между исследованиями и их влиянием на неопределенность каждого параметра.

Целью работы является получение возможности находить изменения диапазонов вероятностной оценки НГЗ и параметров,

Список литературы

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2004. – 114 с.
 2. Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности клиноформ берриасского возраста ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 9-22.
 3. Восстановление палеогеографических особенностей образования и седиментологические исследования нижнемеловых отложений ачимовской толщи в центральной части Западной Сибири (Юганская мегавпадина) / К.А. Галинский, Е.В. Икон, А.М. Илларионова, В.Н. Бородкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 2. – С. 14-22.
 4. Седиментационное моделирование при прогнозе и поисках неструктурных ловушек / В.В. Шиманский, Н.В. Танинская, Н.Н. Колпенская [и др.] // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 55-65.
- Reference**
1. Reshenie VI Mezhdromstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i priinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozhenii Zapadnoy Sibiri (Decision VI of the interdepartmental stratigraphic meeting on the review and adoption of refined stratigraphic schemes of the mesozoic deposits of Western Siberia), Novosibirsk: Publ. of SNIIGiMS, 2004, 114 p.
 2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Geological model characteristic and prospects for Berriassian clinoforms oil and gas content of Achimov stratum in the north of the Western Siberia (In Russ.), Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii, 2016, no. 1, pp. 9-22
 3. Galinskiy K.A., Ikon E.V., Illarionova A.M., Borodkin V.N., Restoration of paleo-geographic specific features of formation and sediment-logical studies of the lower cretaceous sediments of Achimov sequence in the central part of Western Siberia (Yugansk mega-depression) (In Russ.), Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii, 2017, no. 2, pp. 14-22
 4. Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Vasil'ev N.Ya., Sedimentation modeling contribution to the forecast and exploration of non-structural traps (In Russ.), Geologiya nefti i gaza = The journal Oil and Gas Geology, 2016, no. 3, pp. 55-65.

имея текущее состояние изученности и набор мероприятий по изучению геологического строения (дополнительные мероприятия).

ТЕОРИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Понятие ценности информации неразрывно связано с терминами полной и неполной информации. Полная информация исключает любые неопределенности в принятии решений, неполная связана с вероятностью получения тех или иных результатов. Следует отметить, что проект с полной информацией это проект с идеальными проектными решениями.

При формировании портфеля может быть использована различная стратегия принятия решений на основе анализа рисков, которые группируются следующим образом [3]:

- 1) риски на этапе выбор/оценка;
- 2) риски на этапе реализации (от начала разработки месторождения).

На этапе выбор/оценка геологические неопределенности могут быть недостаточно детализированы из-за небольшого количества информации, на этапе реализации проекты уже обладают некоторым набором исследований, позволяющим выполнять более детальную оценку.

В данной работе за единицу информации принимаются результаты исследований по различным направлениям. Оценка изменений диапазонов выполнена на основе закрепленных подходов к анализу геологических неопределенностей. Критерием выбора параметров является их «самостоятельность» в оценке неопределенностей начальных геологических запасов и наличие примеров снятия неопределенности конкретными мероприятиями. Так, неопределенности в структурном каркасе влияют на объем запасов и уменьшение погрешности возможно путем количественной оценки запасов при проведении сейсморазведки 3D или бурения. Параметры более низкого порядка, такие как граничное значение пористости или нефтегазонасыщенности, коэффициенты в петрофизических уравнениях и другие, исключены из оценки, так как не могут быть достаточно оценены с точки зрения влияния на начальные геологические запасы.

Ценностью информации в работе предлагаются считать разницу между ожидаемой стоимостью проекта с информацией EMV_2 , и проекта без информации EMV_1 . Разница может быть получена за счет изменения EMV и сужения диапазона с исключением

заведомо нерентабельных инвестиций. Второй вариант характерен для составных проектов, где решения могут приниматься последовательно на основе предыдущих результатов.

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Для решения задачи поиска связей исследование – неопределенность предложено использование типовой характеристики геологического строения, состоящей из четырех пунктов, набора исследований, включающего девять наиболее распространенных видов мероприятий, которые характеризуют изученность. Оценка связей проводилась на вероятностных геологических моделях, созданных для вариантов с различной изученностью объекта. За основу выбран разрабатываемый объект, охваченный полным набором исследований. Последовательно путем исключения видов мероприятий проводилась оценка изменения диапазона неопределенностей как начальных геологических запасов, так и каждого отдельного параметра.

В качестве параметров, имеющих неопределенности, были выбраны следующие.

- Структурный каркас геологической модели (влияющими факторами были приняты ошибка в структурных построениях, ранги вариограмм распределения ошибки и значения коэффициентов a и b в линейном уравнении $f = H(t)$ (H – глубина; t – время)). Были также использованы различные наборы точек пластипересечений для определения влияния наличия разведочных скважин или скважин эксплуатационного фонда.
- Положение водонефтяного контакта (ВНК). Определяющими факторами служили наличие скважин, данных испытаний и эксплуатации. Так, для сценариев, в которых отсутствовали испытания, вариация задавалась от кровли пласта до последней замыкающей изогипсы.
- Эффективная толщина $h_{\text{эфф}}$. Вариация зависела изменениями значений рангов вариограмм и значениями коэффициентов a и b в линейном уравнении $f = H_{\text{эфф}} Atr$ (Atr – сейсмический атрибут).
- Коэффициент пористости K_p . Изменились значения рангов вариограмм и коэффициентов a и b в линейном уравнении $f = K_p(Atr)$.
- Коэффициент нефтегазонасыщенности. Использовалась зависимость коэффициента водонасыщенности от коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ и уровня над ВНК. Остаточная водонасыщенность

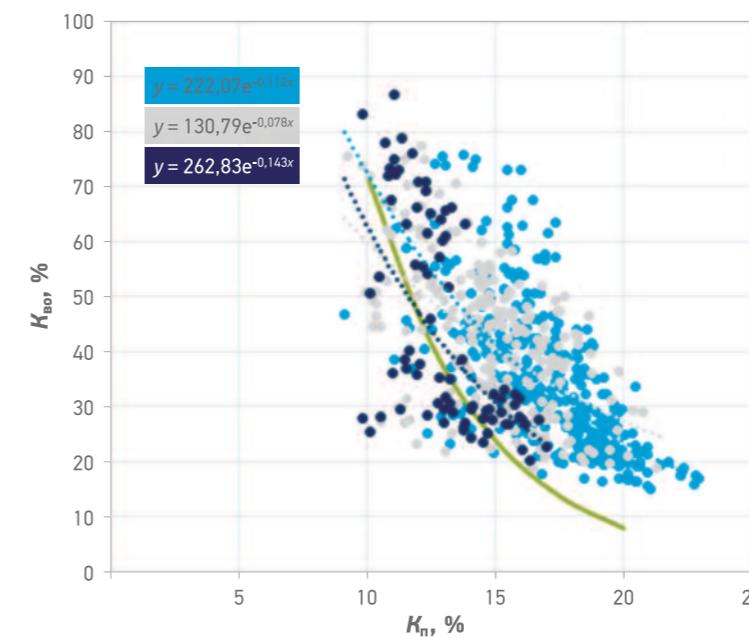


Рис. 1. Аппроксимация экспоненциальными уравнениями зависимостей K_p от $K_{\text{в.о}}$ (цветом показаны данные различных объектов-аналогов)

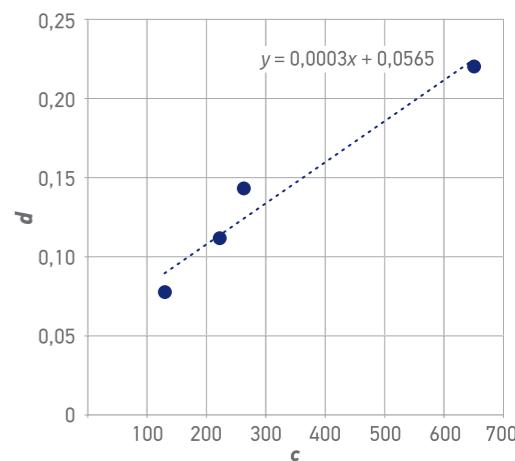


Рис. 2. Пример оценки взаимозависимости коэффициентов c и d в уравнении аппроксимации зависимости K_p от $K_{\text{в.о}}$ (каждая точка – значение c и d для объекта-аналога)

рассчитывалась, как функция от K_p . Таким образом, использованы коэффициенты c и d в уравнении $f = K_p(K_{\text{в.о}})$. Причем вариация этих коэффициентов проводилась по оцененной связи (рис. 1, 2).

– Объемный коэффициент. Вариация задавалась на основе лабораторных данных исследования нефти.

ИНДИКАТОРЫ ИЗУЧЕННОСТИ И ТИПИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ

В качестве изученности принято наличие результатов (без оценки качества информации):

- сейсморазведки 2D;
- сейсморазведки 3D;
- изучения эксплуатационного фонда;
- стандартных и специальных исследований керна;
- изучения глубинных и поверхностных проб флюида;
- испытания;
- исследования разведочных скважин.

В качестве индикаторов геологического строения использованы следующие параметры:

- наличие разломов;
- сложность строения коллектора (выделено девять типов коллектора на основе сочетания горизонтальной и вертикальной неоднородности);
- наличие зон выклинивания и замещения коллектора;
- тип флюида.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТА И ВЫХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Подход был реализован в привязке к объекту с продуктивным интервалом васюганской свиты (пласт Ю_1). Глубина залегания 3100–3200 м, залежь имеет ряд тектонических нарушений сдвигового типа, является нефтенасыщенной с относительно высокими значениями объемного коэффициента.

Расчет выполнялся последовательно согласно выполненному дизайну, который предусматривал проведение 35 расчетов для каждого типа геологического строения с различной степенью изученности. Для каждого сценария определялся диапазон минимальных и максимальных значений НГЗ. Кроме того, выполнена оценка чувствительности величины запасов к изменению параметров. Ценность подобного подхода заключается в учете влияния одного мероприятия на несколько подсчетных параметров. Например, разбуривание эксплуатационного фонда способствует минимизации погрешности прогноза как структурных отметок, так и значений толщин, петрофизических параметров и положения ВНК. Стандартные исследования керна позволяют уточнить значения $H_{\text{эфф}}$ и K_p .

РЕЗУЛЬТАТЫ

В приведенном примере рассмотрены как мероприятие с очевидной необходимостью выполнения, так и без нее. Так, в районах, сильно дислоцированных тектоническими на-

рушениями, решение о проведении сейсморазведки 3D не вызывает сомнений. Однако корректность прогнозирования эффективных толщин может вызывать сомнения.

В качестве меры неопределенности принята оценка отношения вариантов P10/P90. Максимальное значение свойственно залежам с неподтвержденной нефтеносностью. Проведение испытаний скважин значительно сужает диапазон неопределенности за счет увеличения пессимистичной оценки (рис. 3).

Дальнейшие исследования в последовательности, представленной на рис. 3 показали менее значительное уменьшение отношения P10/P90 (от 3,83 до 2,88) в случае дополнительного отбора поверхностных проб нефти.

Изучение глубинных проб обеспечивает сокращение P10/P90 еще на 0,18, стандартные исследования керна уменьшают диапазон неопределенности до 2,62, специальные – до 2,42, разбуривание эксплуатационного фонда – до 2,07. Следует отметить, что результаты получены для единой концепции строения. Переход к новой геологической концепции может сопровождаться значительным изменением значений P10, P50 и P90 (рис. 4). В данном варианте изменение концепции было вызвано получением поверхностных проб нефти, что привело к увеличению диапазона объ-

емного фактора от 1,533–1,580 до 1,233–3,164. Изменения возможны также в сторону уменьшения диапазона.

Заранее выполненная оценка величины НГЗ в случае обычных геологического строения и изученности объектов позволяет использовать результаты для районов с аналогичными строением и изученностью. Например, отбор глубинных проб на газоконденсатных объектах может приводить к сокращению отношения P10/P90 на 11 %.

Результаты изучения глубинных и поверхностных проб при изменении геологической концепции могут значительно проявлять на оценку величины запасов базового сценария (рис. 5).

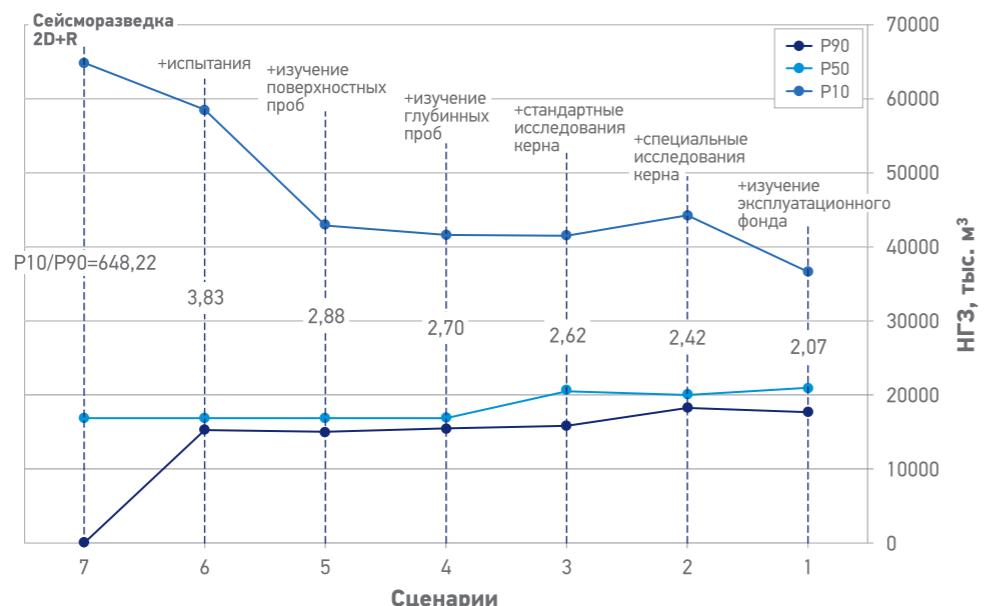


Рис. 3. Пример изменения величины НГЗ P10, P50, P90 в зависимости от наличия информации (R – разведочная скважина)

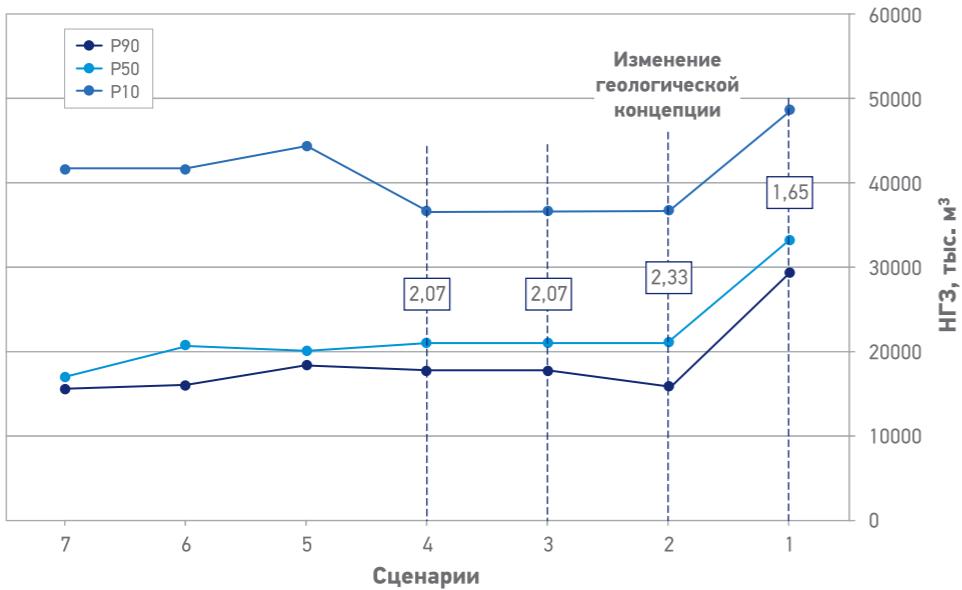


Рис. 4. Пример влияния изменения геологической концепции на оценку НГЗ (выполнено в предположении перехода от концепции нефтяной залежи (сценарий 1) к газоконденсатной (остальные сценарии))

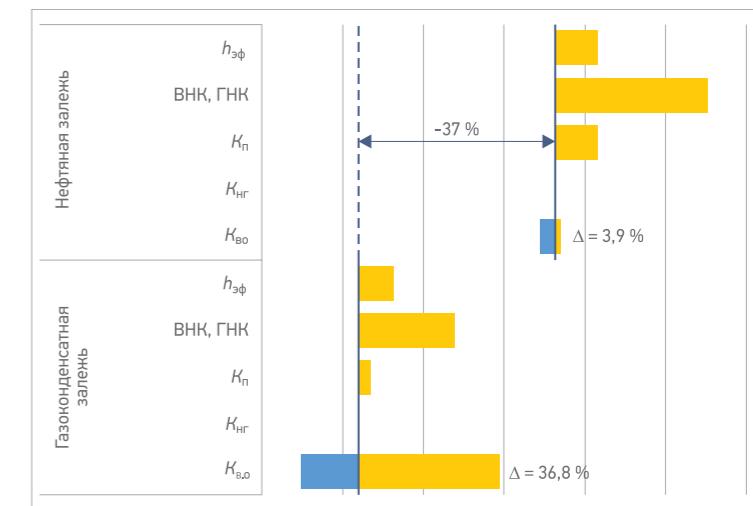


Рис. 5. Пример изменения диапазонов значений влияющих параметров с учетом результатов исследования отбора поверхностных проб для проектов с альтернативной концепцией насыщения (ГНК – газонефтяной контакт, $K_{\text{нг}}$ – коэффициент)

ских мероприятий с целью снятия неопределенности. Для проектов с иными геологическими условиями возможно использование общей концепции работы по выявлению связи исходных данных и изменения диапазонов значений влияющих параметров.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотренный подход позволяет оперативно оценивать необходимость проведения мероприятий и приоритизировать геологотехнические мероприятия с точки зрения их эффективности по заранее подготовленным расчетам.
2. Подход включает статистику как по синтетическим, так и по реально существующим месторождениям. Это позволяет не только подбирать мероприятия, но и выполнять поиск лучших практических методик.
3. Результаты могут быть использованы для решения задач подбора геолого-техниче-

Список литературы

1. International Organization for Standardization. (2015). ISO 31000 Risk Management. ISBN 978-92-67-10645-8. Geneva, Switzerland: ISO copyright office.
2. Genebelin V. Decision making process - a value-risk trade-off practical applications in the oil & gas industry // Management. – 2013. – V. 3 (3). – P. 142-151.
3. https://en.wikipedia.org/wiki/Risk_management.
4. Оптимизация программ дополнения месторождений на основе ценности информации (VOI)/Асмандиев Р.Н., Онегов А.В., Нигматов Ш.А. [и др.]/SPE 187850-RU. – 2017.

Reference

1. ISO 31000. Risk Management, ISBN 978-92-67-10645-8, Geneva: ISO copyright office, 2015.
2. Genebelin V., Decision making process - a value-risk trade-off practical applications in the oil & gas industry, Management, 2013, V. 3 (3), pp. 142-151.
3. Risk management, URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Risk_management.
4. Asmandiyarov R.N. et al., Additional appraisal program optimisation with the value of information approach (In Russ.), SPE 187850-RU, 2017.

ПОВЫШЕНИЕ ЦЕННОСТИ ПРОЕКТА ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ РАННЕЙ ПРОРАБОТКИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ

УДК 550.8.003

© Коллектив
авторов, 2018

MAXIMIZATION OF MAJOR OIL&GAS PROJECT VALUE AT IDENTIFICATION/ACCESS STAGE BY REFRAMING OF EXPLORATION STRATEGY

В.А. Орлов, Р.А. Ошмарин

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» ОOO «Газпромнефть НТЦ»

А.С. Бочков, Ю.В. Масалкин
ПАО «Газпром нефть»

С.А. Яковлев, В.Л. Ульянов, М.М. Данилин
НИС «Нафтогаз»

Электронный адрес: Oshmarin.RA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геологоразведка, неопределенности, бизнес-кейс, геологическая модель, интегрированная концепция развития, шанс геологического успеха

V.A. Orlov, R.A. Oshmarin Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg
A.S. Bochkov, Yu.V. Masalkin Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg
S.A. Yakovlev, V.L. Ulyanov, M.A. Danilin NIS a.d., Novi Sad

Conventional approach to project exploration strategy planning at Identification/Access stage is usually focused on hydrocarbon presence confirmation and uncertainties decreasing. Further, at the end of the Appraisal stage, the main purpose is creating successful business case. However, focus on economic value of total project at Identification stage may lead to more optimal exploration program and increasing project EMV. The objective of this case study is to describe specific approach to establish major project exploration strategy at initial stage, based not only on uncertainty decreasing, but also on early business case development and maximizing future economic value. Case study project is framed within license area in the north-eastern part of the Pannonian Basin of Eastern Europe.

Keywords: exploration, uncertainties, geomodel, integrated concept, GCoS

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-46-50

Крупные нефтегазовые проекты геолого-разведочных работ (ГРР) характеризуются высокой степенью геологических неопределенностей и требуют значительных инвестиций. С целью снижения степени неопределенности и принятия инвестиционных решений, основанных не на предположениях, а на подтвержденных данных с определенным уровнем достоверности, необходима последовательная программа дозрелости. Однако длительные исследования могут снизить ценность проекта. Практика реализации крупных проектов показывает, что ценность проектов формируется на ранней стадии. По этой причине очень важна ранняя проработка оптимальных и устойчивых к объективным неопределенностям концепций.

туальных решений. В данной работе предложен следующий алгоритм формирования оптимальной стратегии ГРР на основе интегрированной модели.

1. Формирование стратегии ГРР с учетом геологических неопределенностей и рисков:
 - региональный анализ;
 - выявление ловушек, вероятностная оценка ресурсов и шанса геологического успеха;
 - формирование рейтинга ловушек для ГРР с учетом вероятностной оценки и шанса геологического успеха.
 2. Оптимизация стратегии ГРР на основе интегрированной модели:
 - рейтинг опций ГРР, основанный на экономических факторах;
 - концепт наземной инфраструктуры;
 - моделирование экономики для каждой ловушки на основе дерева принятия решений;

- формирование рейтинга ловушек с учетом экономической привлекательности;
- разработка оптимальной стратегии ГРР.

ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ ГРР НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОПРЕ- ДЕЛЕННОСТЕЙ И РИСКОВ

Объект изучения находится в Паннонском нефтегазоносном бассейне, который является частью альпийской орогенной системы. Это крупнейший неогеновый бассейн в Европе, окруженный альпийскими, карпатскими и динарскими складчатыми поясами (**рис. 1**). Для выявления перспективных зон нефтегазонакопления была построена 3D бассейновая модель. Результаты моделирования показали, что изучаемые лицензионные участки находятся в зоне с высоким потенциалом обнаружения углеводородов. Рассматриваемый участок имеет неравномерную изученность. Сейсморазведка 3D покрывает незначительную часть лицензионного участка, в основ-

ном здесь имеется редкая нерегулярная сеть 2D сейсмических профилей, выполненных в 70–90-х годах XX века. В результате переобработки и интерпретации всех имеющихся сейсмических материалов выделена 41 перспективная ловушка для дальнейшего изучения и поисково-разведочного бурения. Потенциально продуктивными пластами являются песчаники и алевролиты Понта, Паннона и трещиноватые породы палеозоя. Установленные объекты представляют собой структурные, структурно-тектонические, эрозионные и стратиграфические ловушки, имеющие небольшие размеры и ресурсы. Ресурсы определялись по методу Монте-Карло. Кроме того, для каждой ловушки оценивался шанс геологического успеха, равный произведению пяти геологических факторов: наличия нефтегазоматеринской породы, миграции, коллектора, ловушки и фактора сохранности залежи от последующей утечки. Затем был составлен рейтинг выделенных ловушек по следующим критериям: геологический шанс успеха, вероятностная оценка ресурсов (P_{50}), неопределенность ресурсов (показатели P_{10}/P_{90} и $(P_{10}-P_{90})/P_{50}$), сложность геологического строения и степень подготовленности ловушки к поисково-раз



Рис. 1. Карта Паннонского бассейна

ведочному бурению. На основе построенного торнадо-плота были определены ключевые неопределенности (для большинства ловушек это площадь предполагаемой залежи и свойства коллектора) и сформирована программа ГРР для их снятия.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРАТЕГИИ ГРР

Для повышения ценности проекта на ранней стадии было принято решение о создании интегрированной концептуальной модели участка. При традиционном подходе к формированию стратегии ГРР данная работа не проводится.

Для оптимизации стратегии ГРР были рассчитаны вероятностные профили добычи углеводородов на основе оцененных на предыдущем этапе ресурсов, проработана предварительная концепция наземного обустройства, выполнены расчеты экономических показателей для каждой ловушки.

В связи с тем, что проект находится на стадии «Поиск», был проведен детальный анализ месторождений-аналогов. Все предположения, основанные на данных этих месторождений, были проанализированы с целью обоснования широких диапазонов входных параметров.

Профили добычи построены с помощью следующего алгоритма:

- 1) вероятностная оценка ресурсов и геологического успеха по предыдущему этапу;
- 2) определение профилей добычи углеводородов аналитическим методом через функцию падения уровня добычи по одной скважине (начальные дебиты углеводородов и темпы падения взяты по месторождениям-аналогам);
- 3) определение числа скважин как результат отношения извлекаемых запасов P90, P50, P10 к накопленной добыче по скважине;
- 4) расчет общего профиля добычи P90, P50, P10 для ловушки на основе предполагаемого графика бурения (рис. 2).

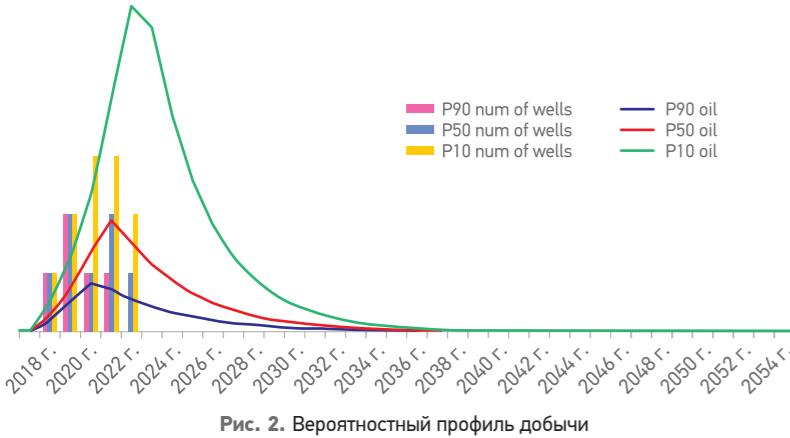


Рис. 2. Вероятностный профиль добычи

Регион является очень сложным для геолого-разведочных работ и дальнейшей разработки месторождения с точки зрения доступа к земельным участкам. Большинство земельных участков находится в частной собственности и используется для сельского хозяйства, при этом население, как правило, недружелюбно относится к нефтегазодобывающим компаниям. Эта особенность негативно влияет на продолжительность геолого-разведочных работ, дальнейшую разработку месторождения, а также препятствует строительству магистральных трубопроводов, линий электропередач и пунктов переработки. Таким образом, основная концепция обустройства заключается в строительстве индивидуальных мини-центров добычи и переработки нефти и газа. На одной кустовой площадке бурятся пять скважин, вблизи создается инфраструктура, состоящая из блока отделения газа, блока подготовки нефти (газа) небольшой электростанции, работающей на нефтяном или природном газе. Исследование рынка сбыта нефти и газа показало, что оптимальным вариантом монетизации сырой нефти при реализации проекта является ее транспорт на местный нефтеперерабатывающий завод. Это решение контролируется текущими ценами на нефть на региональном рынке, где местные нефтеперерабатывающие заводы пытаются купить сырье по низкой цене. Что касается природного газа, то его сдача в национальную систему газопроводов выглядит наиболее выгодной. Однако это невыполнимо, поскольку невозможно построить газопроводы из-за сложностей получения доступа к землям под строительство. Альтернативой является строительство компрессорных станций на скважинах и транспортировка сжатого газа автотранспортными средствами в декомпрессионные установки на газопроводах. Рынок сжиженного природного газа в регионе не развит. Поскольку проект находится на ранней стадии развития, для определения оптимальной инфраструктуры важно учитывать такой критерий, как устойчивость к неопределенностям. Для поиска оптимальной опции обустройства использовалась матрица, приведенная на рис. 3.

Экономическая оценка проекта проводилась на основе дерева решений (рис. 4). Были построены деревья принятия решений для каждой сформированной опции и рассчитаны соответствующие им проектные показатели EMV и J. Затем все ловушки были ранжированы по проектному EMV. Ловушки с отрицательным EMV были исключены из периметра проекта из-за низкой перспективности. Дальнейшая стратегия ГРР была направлена только на ловушки с положительным EMV (рис. 5). Затем на основе оптимизированного портфеля

	Criterion Options	Environmental disposal	Project Value (EMV)	Accessibility	Solution flexibility
Oil/gas treatment	Option 1	●	●	●	●
	Option 2	●	●	●	●
	Option 3	●	●	●	●
Transportation/oil custody transfer	Option 1	●	●	●	●
	Option 2	●	●	●	●
Gas utilization/monetization	Option 1	●	●	●	●
	Option 2	●	●	●	●

Рис. 3. Определение оптимальной инфраструктуры

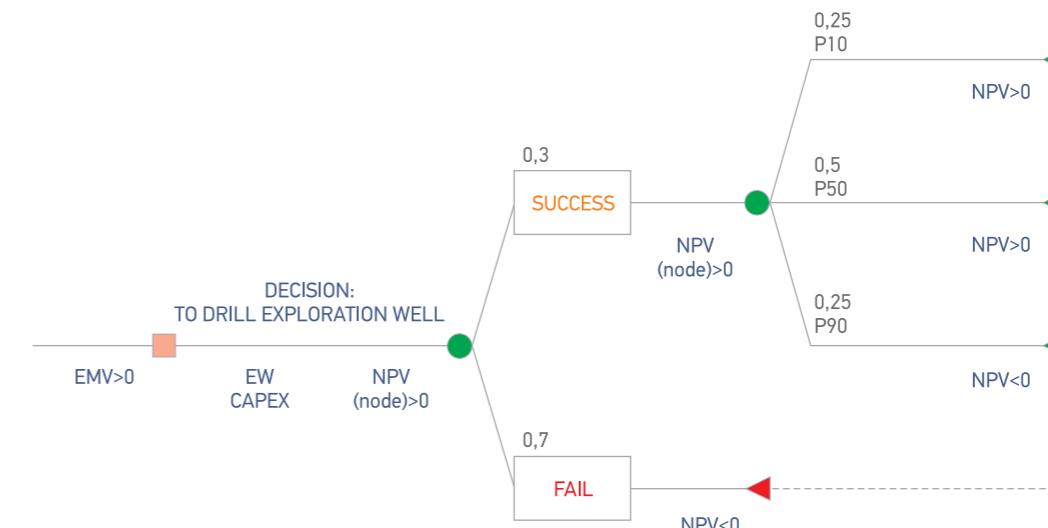


Рис. 4. Пример дерева решений

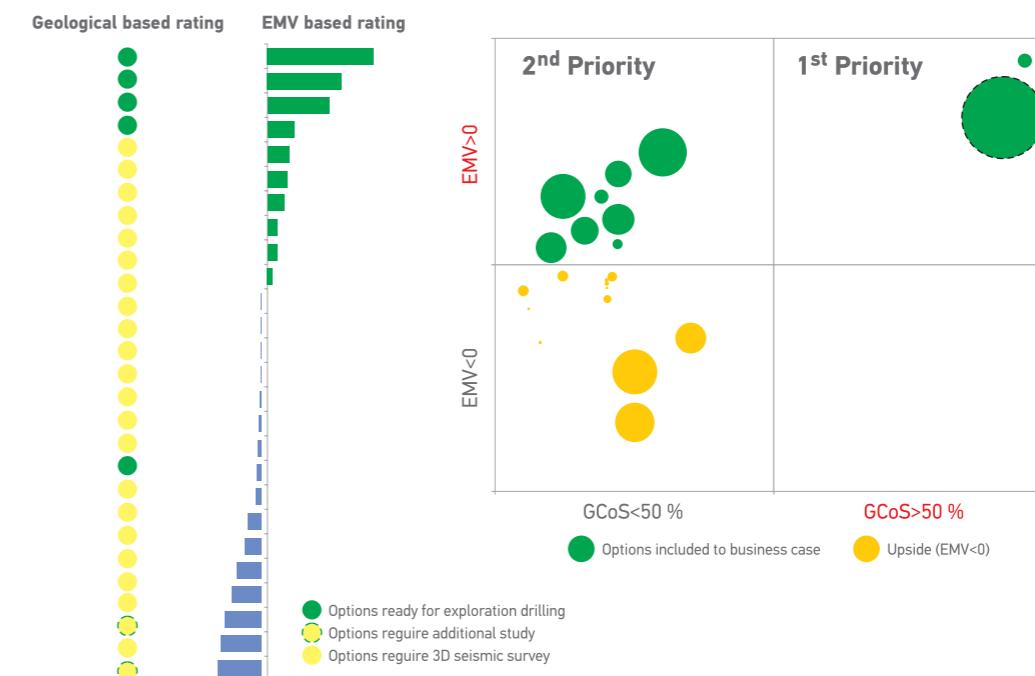


Рис. 5. Определение оптимального инфраструктурного решения

ля геологических объектов, с учетом исключенных ловушек с отрицательным EMV оценивалась общая стоимость проекта. В результате такого подхода экономическая ценность проекта увеличилась более чем на 50 %.

Наиболее важным направлением стратегии ГРР является не только возможная вариативность развития проекта, но и время, последовательность работ, оценка геологических и нетехнических рисков. В результате в стратегию ГРР были включены 10 ловушек, оптимизированы 3D сейсморазведка и поисково-разведочное бурение, принято ключевое решение для бурения скважин на отдельные ловушки без проведения 3D сейсморазведки.

ВЫВОДЫ

1. Повышение ценности проекта, достигнутое в результате применения описанной в работе методологии, оценивается по следующим критериям:

- сокращение сроков геолого-разведочных работ в 2 раза;
 - снижение капитальных вложений и увеличение показателя EMV более чем на 50 %;
 - выбор оптимальной концепции наземного обустройства (наличие индивидуальных мини-центров добычи и подготовки нефти и газа, организация автовывоза продукции).
2. Данный подход применим для всех крупных проектов ГРР на ранних стадиях в условиях высоких геологических неопределенностей. Формирование стратегии ГРР на ранней стадии проекта на основе интегрированной модели позволяет существенно повысить экономическую ценность и эффективность проекта.

Список литературы

1. Rose P.R.: Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures // American Association of Petroleum Geologists, 2001;
2. Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene / I. Magyar, D. Radivojevic, O. Sztano [et al] // Global and Planetary Change, 2012
3. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect, 2000. – http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf
4. Eddous M., Stansfield R., Methods of Decision Making. – UNITY, Audit, 1997.
5. Dolton B. Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808) – Petroleum Geology, Total Petroleum Systems, and Petroleum Resource Assessment. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia, 2006

Reference

1. Rose P.R., Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, American Association of Petroleum Geologists, 2001.
2. Magyar I., Radivojevic D., Sztano O., Synak R., Ujszaszi K., Pocsik M., Progradation of the paleo-danube shelf margin during the late miocene and early pliocene, Global and Planetary Change, 2012.
3. The ccop guidelines for risk assessment of petroleum prospect, 2000, URL: http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf
4. Eddous M., Stansfield R., Methods of decision making. UNITY, Audit, 1997.
5. Dolton B.L., Pannonian basin province, central europe (province 4808), Petroleum Geology, Total Petroleum Systems, and Petroleum Resource Assessment. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia, 2006.

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

WATER SHUT-OFF TREATMENT EFFICIENCY FORECASTING IN THE CONTEXT OF YAMBURGSKOE OIL-GAS CONDENSATE FIELD

В.А. Легкоконец, Д.В. Мардашов, к.т.н., А.В. Морозов

Санкт-Петербургский горный университет

Электронный адрес: v.legkokonets@gmail.com

Ключевые слова: многофакторный анализ, регрессионный анализ, водоизоляция, Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ)

V.A. Legkokonets, D.V. Mardashov, A.V. Morozov

Saint-Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

Method of selection of well-candidates and forecasting of water shut-off treatment efficiency in the context of Yamburgskoe oil, gas and condensate field (YOGCF) is introduced in this paper. The main purpose of this research is development of method of selection well-candidates and forecasting of water shut-off treatment efficiency based on the reservoir characterization and technological parameters while water shut-off works. Research tasks: Water shut-off works efficiency criteria selection and making its economic-mathematical model; The most significant factors of efficiency water-shutoff works detecting (based on mathematical model); Forming of series with wells for analysis; Mathematical model application for forecasting water shut-off treatment efficiency. Modern methods of data analysis (correlation analysis, regression multiple factor analysis) are used in this research. Analysis of water shut-off activities in YOGCF's production gas wells in 2014 has been made. As a result, the most significant factors of water shut-off works efficiency have been selected. Researcher fitted mathematical model of water shut-off works efficiency assessment based on profitability criteria from incremental ultimate natural gas recovery. Obtained model is statistically significant on 95% confidence level ($\alpha = 0.05$) and can be used in water shut-off works efficiency forecasting. Analysis of water shut-off works efficiency in production gas wells of YOGCF revealed probable economic effect from implementation of this method amounted to more than 150 million rubles per year (in case with 33 wet gas wells of Cenomanian gas deposit of YOGCF in 2014) because of more correct well-candidates selection.

Keywords: multiple factor analysis, regression analysis, water shut-off treatment, Yamburgskoe field

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-51-55

ВВЕДЕНИЕ

Одной из актуальных проблем при добыче природного газа на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, является обводнение скважин, сопровождающееся их «самозадавливанием» из-за скапливающейся на забое жидкости. Данная проблема в основном решается путем проведения водоизоляционных работ (ВИР). При планировании ВИР важным этапом является подбор скважин-кандидатов. В ряде случаев из-за низкой эффективности ВИР не обеспечивается выполнение поставленной задачи, что обуславливает уменьшение прибыли добывающего предприятия. Поэтому важно не только подобрать эффективную водоизоляционную технологию, но и правильно выбрать скважины-кандидаты для проведения ВИР.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) снижен из-за высокой обводненности добываемой продукции и незначительного дебита газа по скважинам. Это обуславливает необходимость применения методов интенсификации добычи и проведения водоизоляционных работ по данной категории скважин.

Содержание воды в продукции скважин может увеличиваться вследствие ее поступления из продуктивных высокопроницаемых горизонтов ниже- или вышеалеагающих пластов, а также из-за прорыва подошвенных вод [1].

Для статистического анализа эффективности проведения ВИР необходимо, чтобы технология их выполнения по всей выборке скважин была схожей. По результатам проведения в 2014 г. на ЯНГКМ водоизоляционных работ для анализа было отобрано 15 скважин, в которых устанавливался водоизолирующий экран с его докреплением цементным мостом. Важным условием выбора скважин была возможность получения максимально полной исходной информации для анализа. При этом ВИР были успешными лишь в 9 из 15 скважин.

В настоящее время существуют две основные группы методов оценки эффективности ВИР. Первая группа базируется на экспертном установлении влияющих факторов, вторая использует статистический анализ геолого-физических и технологических факторов.

РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА ВЫБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВИР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ ЯНГКМ МОЖЕТ БЫТЬ ВНЕДРЕНА В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЯХ В КАЧЕСТВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА С АВТОМАТИЗИРОВАННЫМ ПРОЦЕССОМ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ.

Определение степени влияния и значимости факторов при экспертной оценке весьма затруднено, так как зависит от квалификации специалистов, планирующих геолого-технические мероприятия (ГТМ). Применяемые при этом методы не позволяют в полной мере прогнозировать успешность работ с достаточной степенью надежности. Вторая группа методов использует возможности математической статистики для прогнозирования эффективности ГТМ на основе геолого-физических факторов и технологических условий проведения работ. Например, в работе [2] предложен способ прогнозирования эффективности ремонтно-изоляционных работ с применением дисперсионного анализа. В этом методе отсутствует субъективность оценки. Однако его недостатком является наличие так называемой области неопределенного прогноза выполнения ВИР, возникающей из-за деления выборки на кластеры. Это не позволяет сделать точного вывода об эффективности проведения работ в скважинах, принадлежащих данной области. Был также рассмотрен действующий стандарт [2], согласно которому рекомендации по анализу данных об эффективности режимно-технических воздействий на сква-

жинный фонд получены путем адаптации используемой в нефтяной промышленности технологии анализа данных к специфике газодобывающей отрасли. Указанная в стандарте методика не описывает процесс оценки качества построенной модели, включая в нее все факторы, в то время как не все из них обладают высокой степенью влияния. Таким образом, актуальной является проблема разработки методики прогноза эффективности ВИР, которая применима для скважин с любыми геолого-техническими и технологическими факторами.

ВЫБОР КРИТЕРИЯ УСПЕШНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВИР

В качестве критерия экономической эффективности ВИР была принята рентабельность дополнительной добычи газа за счет их проведения. Успешность выполнения ВИР определялась на основе анализа их окупаемости в течение одного календарного года за счет дополнительной добычи газа. Таким образом, работы считаются успешными, если показатель рентабельности в течение одного календарного года составляет больше единицы, т.е. затраты на проведение ВИР полностью окупаются.

Рентабельность ВИР в течение года рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\Pi}{Z_{\text{общ}}} = \frac{(Q_{\text{после}} - Q_{\text{до}})365(\bar{U}_{\text{прод}} - C_{\text{доб}})}{C_{\text{доб}}365Q_{\text{после}} + C_{\text{ВИР}}}, \quad (1)$$

где Π – прибыль после получения дополнительной добычи, руб; $Z_{\text{общ}}$ – общие затраты, руб; $Q_{\text{после}}$ – дебит газа по скважине после проведения ВИР, тыс. м³/сут; $Q_{\text{до}}$ – дебит газа по скважине до проведения ВИР, тыс. м³/сут; $\bar{U}_{\text{прод}}$ – продажная цена природного газа, руб/тыс. м³; $C_{\text{доб}}$ – себестоимость добычи природного газа, руб/тыс. м³; $C_{\text{ВИР}}$ – средняя стоимость проведения водоизоляционных работ в скважинах сеноманской залежи ЯНГКМ, руб. Таким образом, для прогноза рентабельности ВИР необходимо знать дебит скважины после проведения этих работ. В качестве критерия эффективности ВИР был выбран дебит газа по скважине после ремонта. Данный критерий выбран по нескольким причинам: невозможность измерения водогазового фактора в каждой конкретной скважине из-за кустовой схемы их расположения, отсутствие информации по депрессиям при эксплуатации выбранных скважин, одинаковый (фонтанный) способ

Таблица 1

Номер скважины	Глубина продуктивного пластика, м	Разница между начальным и текущим положением ГВК, м	Накопленный отбор газа, тыс. м ³	Число КРС до ВИР	Пластовое давление, МПа	Дебит газа до ВИР, тыс. м ³ /сут	Интервал перфорации, м	Объем цементного раствора, м ³ /сут	Приемистость, м ³ /сут	Тип водоизоляционного раствора	Объем водоизоляционного раствора, м ³	Число ИЭР до ВИР, м	Объем ИЭР, м ³	Дебит газа после ВИР, тыс. м ³ /сут
1	1060	29	5269598	0	1,19	115	72	0,7	290	1	10	4,8	0	58,12
2	1139	50	3594384	0	1,249	0	63	2	280	0	12	5,2	0	29,18
3	1140	27	1797763	1	1,43	101	53	3,6	288	1	15	4,7	0	60,48
4	1303	27	0 (новая)	0	6,67	0	35	0,8	270	1	10,8	4,8	1	344,31
5	1294	1	625726	0	6,56	0	28	0,5	287	1	10	2,7	2	360,36
6	1215	27	5130542	0	1,07	40	74	2,5	288	0	12	5,1	0	48,00
7	1121	37	3466875	0	1,038	110	41	2,8	288	1	9	4,4	0	54,00
8	1224	36	3051809	0	1,11	20	52	3	299	0	12	5,1	0	11,47
9	1211	46	5344944	0	1,0	128	57	0,5	144	1	5	4,9	0	52,00
10	1125	34	4059735	3	1,66	0	36	4,07	288	1	15	4,9	4	26,17
11	1183	32	3151518	1	1,39	63	65	3,5	282	1	15	4,9	0	28,94
12	1103	41	1924026	2	1,68	0	26	3	283	1	15	4,9	0	42,43
13	1156	7	471271	0	5,295	39	36	1	220	1	10	4,9	1	98,18
14	1239	15	731709	1	5,56	0	28	1	280	1	15	5,7	1	278,46
15	1266	23	1530055	1	7,65	0	37	1,5	266	1	15	5,6	0	329,00

Примечание. ГВК – газоводяной контакт, КРС – капитальный ремонт скважин, ИЭР – ингибиторный эмульсионный раствор, СКО – солянокислотная обработка; водоизоляционный раствор: 0 – на основе кремнийорганических соединений, 1 – на основе жидкого стекла.

эксплуатации всех анализируемых скважин. В статье описывается определение эффективности ВИР с помощью многофакторного регрессионного анализа.

Целью ВИР является устранение причин поступления в скважину воды. Дебит газа коррелирует с успешностью проведения ремонта. Цель ВИР считается недостигнутой, если дебит газа составляет менее 50 тыс. м³/сут. Ремонт считается успешным, если в скважину не поступает вода и дебит газа после проведения ВИР превышает 50 тыс. м³/сут. Исходные данные за 2014 г. по анализируемым скважинам ЯНГКМ представлены в табл. 1.

ОБОСНОВАНИЕ ФАКТОРОВ УСПЕШНОСТИ С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В регрессионном анализе использовалось всего 13 факторов. Однако каждый из них по-разному влияет на анализируемую величину (дебит газа по скважине после проведения ВИР), т.е. имеет разные значимость и степень влияния. Для наглядности построена гистограмма (рис. 1), на которой видна степень влияния того или иного фактора и направление этого влияния (минус – отрицательное, плюс – положительное). Относительная важность переменной оценивалась по величине вклада отдельного фактора в общую объясняемую моделью долю дисперсии.

Из анализа результатов проведенных расчетов следует, что на эффективность проведения ВИР одни факторы влияют полу-

жительно, а другие – отрицательно. Изучение наиболее значимых из них (т.е. вошедших в математическую модель) показало следующее.

Наибольшее влияние на эффективность проведения ВИР оказывают геологические факторы, такие как пластовое давление и глубина залегания пласта. Геологические факторы (в том числе приемистость пласта) в сумме объясняют 73 % дисперсии. Технологические факторы, такие как объем цементного раствора и тип водоизоляционного состава, оказывают второстепенное влияние, объясняя лишь 23,5 % дисперсии.

Ниже рассмотрены геологические и технологические факторы и их влияние на эффективность проведения ВИР.

Пластовое давление. Чем выше пластовое давление, тем выше депрессия, которая непосредственно влияет на условия притока газа к забою и дебит скважины.

Глубина залегания пласта. Этот фактор коррелирует с пластовым давлением, которое повышается с ростом глубины.

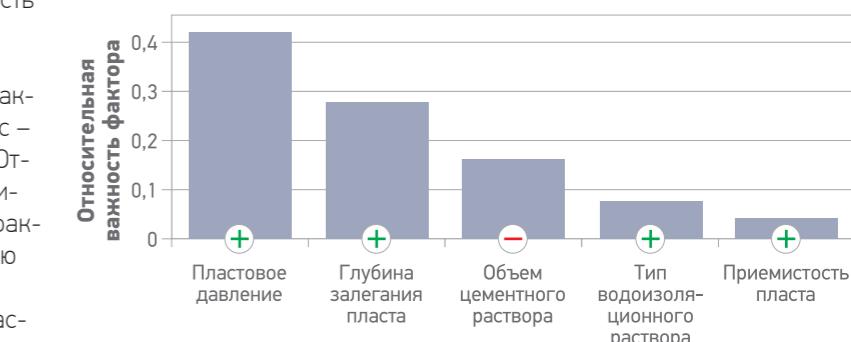


Рис. 1. Степень влияния факторов на эффективность ВИР

Объем цементного раствора при установке цементного моста. Перед установкой водоизолирующего экрана обычно создают цементный мост для предотвращения прорывов воды. Негативное влияние этого фактора можно объяснить уменьшением эффективной толщины пласта, что напрямую влияет на дебит.

Тип водоизоляционного раствора. Рекомендуется тщательно подбирать водоизоляционный состав. В данном случае состав на основе жидкого стекла оказался менее эффективным, чем состав на основе кремний-органических соединений.

Приемистость пласта. Высокая приемистость пласта свидетельствует о его благоприятных фильтрационных свойствах. Для повышения эффективности ВИР не следует допускать загрязнения призабойной зоны пласта.

В табл. 2 приведена статистика коэффициентов регрессионной модели. Отобранные факторы являются статистически значимыми для модели по значению критерия Стьюдента (t -статистика). Включение дополнительных факторов нецелесообразно, поскольку они не добавляют модели информативности, а только усложняют ее. Этот вывод сделан в результате сравнения скорректированных (нормированных) коэффициентов детерминации по моделям, имеющим разные наборы факторов.

Поскольку для выбранного процесса моделирования недопустима большая ширина доверительного интервала (определяется дебит после проведения ВИР), целесообразно принять стандартное значение значимости (уровня надежности модели) $\gamma = 95\%$ [4]. Доверительная вероятность не превышает 0,05, следовательно, все коэффициенты являются значимыми на выбранном уровне надежности.

Таблица 2

Параметры	Коэффициент регрессии	Стандартная погрешность	Критерий Стьюдента	Доверительная вероятность
Свободный член	-1107,84	238,17	-4,65	0,0012
Пластовое давление	2,038	0,64	3,17	0,011
Глубина пласта	0,75	0,18	4,21	0,0023
Приемистость скважины	1,02	0,26	3,88	0,0038
Тип водоизолирующего состава	80,34	25,32	3,17	0,011
Объем цементного раствора	-32,33	9,32	-3,47	0,0071

Ниже представлена статистика построенной модели.

Множественный R 0,98
 R^2 0,97
 Нормированный R^2 0,95
 Стандартная погрешность 29
 F -статистика 1,710⁻⁶
 Число наблюдений 15
 Близкие к единице значения величин множественного R , R^2 и нормированного R^2 подтверждают статистическую значимость модели [5].

Полученное уравнение множественной регрессии для вышеуказанных условий имеет следующий вид:

$$Q = 0,75X_1 + 2,04X_2 - 32,33X_3 + 1,02X_4 + 80,34X_5 - 1107,84, \quad (2)$$

где Q – дебит газа по скважине после ВИР, тыс. м³/сут; X_1 – глубина продуктивного пласта, м; X_2 – пластовое давление, атм; X_3 – объем цементного раствора при установке цементного моста, м³; X_4 – приемистость продуктивного пласта, м³/сут; X_5 – тип водоизолирующего состава. Применение полученной модели позволяет повысить успешность подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР. Например, в 2014 г. в бездействующем фонде находились 33 обводнившиеся скважины (рис. 2). При использовании полученной математической модели вместо шести скважин, в которых ремонт закончился безуспешно, целесообразно было выбрать другие скважины-кандидаты. Созданная математическая модель на практике позволяет повысить эффективность ВИР за счет более корректного подбора скважин-кандидатов, что в итоге приводит к снижению затрат на ремонтные работы. Так, в результате проведения на ЯНГКМ в 2014 г. ВИР в 33 скважинах бездействующего фонда (см. рис. 2), был получен отрицательный результат в шести скважинах. Неокупившиеся расходы составили:

$$P_n = n\omega c = 33 \cdot 0,28 \cdot 17 \cdot 10^6 = 157 \text{ млн руб.} \quad (3)$$

Здесь n – число скважин, требующих ремонта (в год); ω – доля неудачно проведенных ВИР; c – средняя стоимость ВИР в одной скважине (для условий ЯНГКМ), руб. Следует отметить, что на других месторождениях перечень факторов и степень их влияния могут отличаться, поэтому в каждом конкретном случае необходима калибровка математической модели на новые данные.

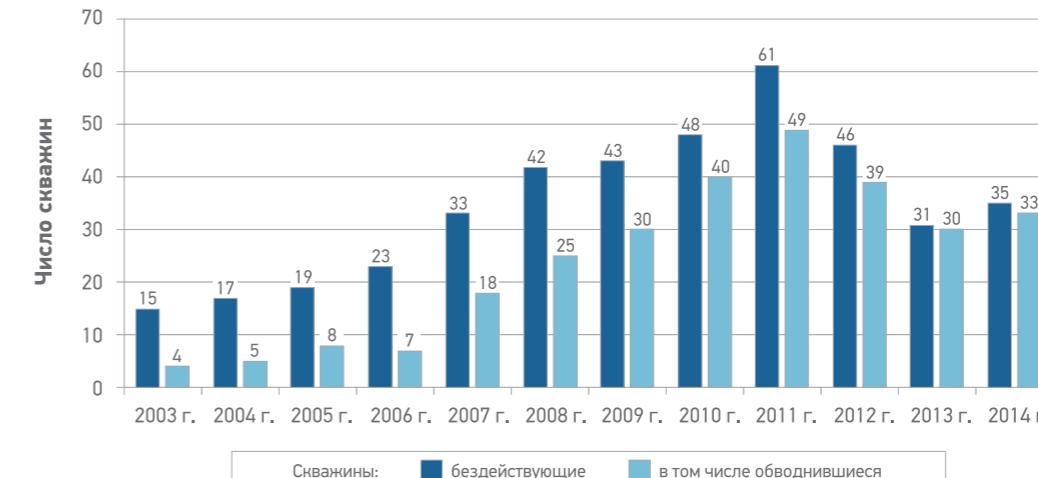


Рис. 2. Динамика бездействующего фонда скважин ЯНГКМ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методика выбора скважин-кандидатов для проведения ВИР с использованием регрессионного анализа на примере ЯНГКМ может быть внедрена в нефтегазодобывающих и сервисных компаниях в качестве программного комплекса с автоматизированным процессом обработки данных.

Рассмотренная методика позволяет:

- 1) выявлять наиболее значимые факторы, направление и степень их влияния на эффективность проведения ВИР;

- 2) оперативно прогнозировать эффективность проведения ВИР в скважинах;
- 3) составлять рейтинг скважин-кандидатов для ВИР в порядке убывания прогнозируемой эффективности работ;
- 4) повысить успешность проведения ВИР. Описанный подход к прогнозированию эффективности ГТМ соответствует «Перечню приоритетных научно-технических проблем ПАО «Газпром» на 2011–2020 годы» [6].

Список литературы

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
2. Технология анализа данных об эффективности режимно-технических воздействий на скважинный фонд как система методик принятий решений при выборе эффективности ГТМ. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2006. – 16 с.
3. Стриженев К.В., Хасаншин Р.Н., Олюнин А.В. Прогноз эффективности ремонтно-изоляционных работ с применением дисперсионного анализа на примере месторождений Филиала «Муравленковские нефти» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 55-59.
4. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Изд-е 9-е стер. – М.: Высшая школа, 2003. – 480 с.
5. Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересетский А.А. Эконометрика. Изд-е 6-е, перераб. и доп. – М.: Дело, 2004. – 576 с.
6. http://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/perechen_problemy_2011-2020.pdf.

Reference

1. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na osnove ograniceniya dvizheniya vod v plastakh (Improving the efficiency of oil field development on the basis of limiting of water movement in the formations), Moscow: Nedra-Biznesssentr Publ, 1999, 285 p.
2. Tekhnologiya analiza dannykh ob effektivnosti rezhimno-tehnicheskikh vozdeystviy na skvazhinnyy fond kak sistema metodik priinyatiy reshenij pri vybere effektivnosti GTM (Technology analysis of data on the effectiveness of regime and technical impacts on the well stock as a system of decision-making techniques when choosing the efficiency of geological and technical measures), Tyumen': Publ. of TyumenNIIgiprogaz, 2006, 16 p.
3. Strizhnev K.V., Khasanshin R.N., Olyunin A.V., Forecast of the efficiency of repair-insulation works using variance analysis by the example of fields of Muravlenkovskneft, a branch of Gazpromneft OAO (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 12, pp. 55-59.
4. Gmurmam V.E., Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika (Probability theory and mathematical statistics), Moscow: Vysshaya shkola Publ, 2003, 480 p.
5. Magnus Ya.R., Katyshev P.K., Peresetskiy A.A. Ekonometrika. Nachal'nyy kurs (Econometrics. Basic course), Moscow: Delo Publ, 2004, 576 p.
6. Perechen' prioritetnykh nauchno-tehnicheskikh problem OAO "Gazprom" na 2011-2020 gody (List of priority scientific and technical problems of Gazprom for 2011-2020), URL: http://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/perechen_problemy_2011-2020.pdf

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ЗАЩИТЫ ОТ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

OPTIMIZATION OF PROTECTION AGAINST EMERGENCY SHUTDOWN IN THE CONTROL STATION OF SUBMERSIBLE PUMPS AT THE FIELDS OF GAZPROM NEFT

Е.А. Кибиров, П.С. Музычук

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

Электронные адреса: Kibirev.EA@gazpromneft-ntc.ru

Muzichuk.PS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: «Газпром нефть», отключения по грозе, аварийная остановка УЭЦН, потери добычи нефти, установки защиты, автозапуск

E.A. Kibirev, P.S. Muzichuk Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In conditions of a high percentage of mechanization of the oil production process (98 % of the existing well found), the continuous process of oil production with the ESP directly depends on the quality and continuity of energy supply. Increasing the reliability of electrical equipment during thunderstorm activity and reducing the number of stops of submersible electric centrifugal pumps is the main direction for reducing oil production losses. Analysis of the shutdown statistics in combination with monitoring the automatic start of submersible pumps allowed to reduce oil losses by increasing the efficiency of operation of the Company's mechanized wells.

Keywords: Gazprom Neft, emergency shutdown of ESP, oil production losses, protection settings, autostart

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-56-62

ВВЕДЕНИЕ

Основным способом эксплуатации скважин в «Газпром нефти» является механизированный (98 % действующего фонда скважин), представленный установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). В данных условиях обеспечение непрерывного процесса добычи нефти при помощи УЭЦН зависит от качества и бесперебойности энергоснабжения.

РЕГИОНАЛЬНАЯ ГРОЗОВАЯ АКТИВНОСТЬ

Значительная доля потерь добычи нефти связана с аварийными отключениями электроэнергии в период грозовой активности. В среднем в Западной Сибири, являющейся

нефти и 98 % потерь в связи с аварийными отключениями электроэнергии в грозовой период.

Анализ временных рядов гроз позволил выявить гармоники в 3,5 и 15 лет, а квазипятилетний цикл (4–7 лет) приурочен к восходящим и нисходящим ветвям циклов солнечной активности, надежность прогнозирования составляет 87 %. Отмечается также, что изменчивость грозопоявлений намного больше изменчивости других погодных показателей. На рис. 2 представлено изменение числа остановок УЭЦН за 2011–2017 гг. и среднесуточных потерь нефти за сезон. Минимальное число событий коррелируется со снижением солнечной активности в 2014 г.

Отдельно следует отметить, что несмотря на умеренную грозовую активность Западной Сибири, грозы являются преимущественно фронтальными (многоячейковые кластерные грозы). Это наиболее распространенный тип гроз, связанный с мезомасштабами (от 10 до 1000 км) возмущениями. Многоячейковый кластер состоит из группы грозовых ячеек, двигающихся как единое целое, хотя каждая ячейка в кластере находится на разных стадиях развития грозового облака. Каждая отдельная ячейка в многоячейковом кластере находится в зреющем состоянии около 20 мин. Сам же многоячейковый кластер может существовать в течение нескольких часов. Почти 40 % генерируемых молний многоячейкового кластера достигает земной поверхности.

Менее распространены внутримассовые (одноячейковые) грозы. Они состоят из конвективной ячейки с восходящим потоком в центральной своей части, могут достигать грозовой и градовой интенсивности и быстро разрушаться с выпадением осадков. Размеры такого облака: горизонтальный – 5–20 км, вертикальный – 8–12 км, продолжительность жизни – около 30 мин, иногда – до 1 ч. Серьезных изменений погоды после грозы не происходит. Помимо непродолжительности и меньшей распространенности для данного типа грозы доля молний, достигающих земли, составляет 20–25 %.

Причины такой высокой изменчивости и продуктивности циклонов Западной Сибири с точки зрения генерации гроз связаны со свойствами как осадочного чехла, так и фундамента. При этом необходимо отметить, что интенсивное наращивание аномальных геодинамических процессов в геопассивных зонах усиливает дальнейшую модификацию и интенсивность грозовых процессов в Западной Сибири, т.е. инфра-

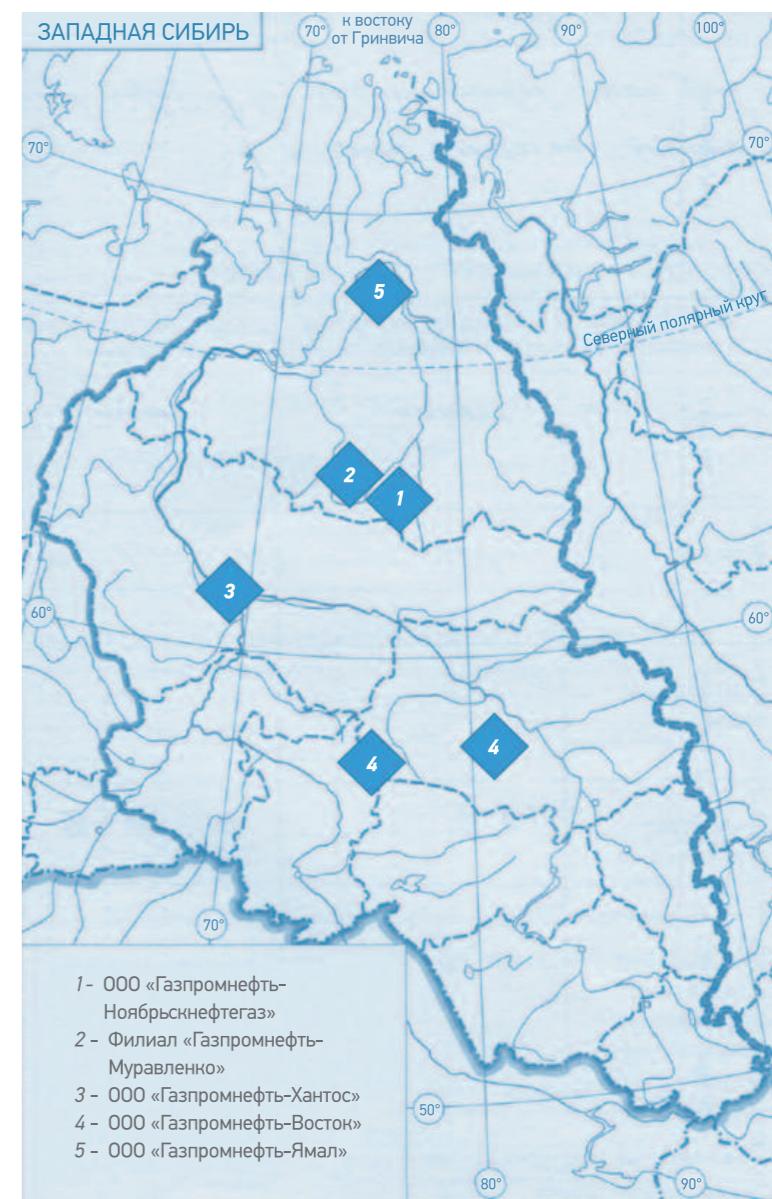


Рис. 1. Схема расположения объектов ПАО «Газпром нефть» на территории Западной Сибири

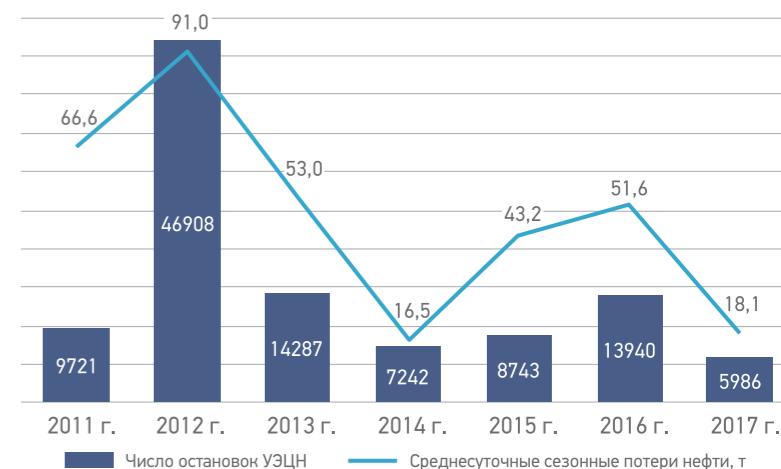


Рис. 2. Динамика числа аварийных остановок, связанных с грозовой активностью, на месторождениях ПАО «Газпром нефть»

структуры – нефтяные промыслы, являются в некотором роде усилителями грозовой активности. Чем интенсивнее идет промышленный приток вещества и энергии в атмосферу, тем больше как аномалия выделяется комплекс производственных объектов нефтепромысла.

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НАЗЕМНОЕ И ПОГРУЖНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

В большинстве случаев защита инфраструктуры системой молниезащиты позволяет избежать продолжительных аварийных отключений с выходом из строя электрооборудования. Часто разряды молний проходят вблизи ЛЭП, вызывая наведенное напряжение в сетях или непосредственно на ЛЭП. В момент удара молнии, минуя изолятор, может образоваться дуга от одной из фаз на опору ЛЭП и далее в землю. В результате происходит кратковременное снижение напряжения на этой фазе. Продолжительность воздействия может составлять от 10 до нескольких сотен миллисекунд. Напряжение по фазе может уменьшиться до нуля, что в итоге приводит к пропорциональному увеличению силы тока данной фазы и отключению станции управления (СУ) УЭЦН в связи с перегрузкой одной из фаз (либо вследствие дисбаланса) для защиты погружного и наземного электрооборудования.

Для объектов характерны следующие воздействия грозовых явлений.

- Отключение станций управления из-за продолжительных снижений напряжения до нуля. Данные отключения имеют редкий,

но массовый характер, что приводит к авариям на крупном энергокомплексе или на участках внешнего энергоснабжения на линиях 110 кВ и выше. Продолжительность отключения может составлять от 1 до 12 ч. – Кратковременные нарушения энергоснабжения, связанные со снижением напряжения в линиях 6 кВ. Такие отключения обусловливают до 80 % остановок и до 60 % потерь нефти.

При аварийных изменениях качества питанияющей сети срабатывают следующие защиты:

- по высокому/низкому входному напряжению;
- по дисбалансу фаз;
- по перегрузке выше номинального значения силы тока;
- по аппаратной защите СУ от перегрева инверторного модуля IGBT.

Уровень защиты реализован на современных станциях управления УЭЦН, оснащенных частотным преобразователем и высокопроизводительными контроллерами, имеющими функцию контроля напряжения питанияющей сети. Такие станции имеют полупроводниковый выпрямляющий каскад на выходе, блок постоянного тока со стабилизирующими конденсаторами и инвертор на выходе. Выход из строя данного высокотехнологичного оборудования может привести к значительным затратам (стоимость комплекта СУ может достигать 800 тыс. руб.). Кроме того, в условиях нестабильного энергоснабжения высок риск отказа погружного оборудования, что влечет за собой затраты на текущий ремонт и потери добычи нефти из-за простоя скважины.

На **рис. 3** приведена динамика числа отказов УЭЦН и потерь добычи нефти по скважинам. Число отказов в год после грозовых отключений коррелируется числом остановок, представленным на **рис. 2**. Исходя из концепции пятилетнего цикла видно, что максимум приходится на 2012 г. и 2016 г., минимум – на 2014 г. При этом результаты 2017 г. как по числу остановок, так и по числу отказов оказались ниже результатов 2015 г., близкого к 2017 г. по грозовой активности.

По отношению к 2015 г. в 2017 г. число отказов УЭЦН после грозовых отключений сократилось в 2 раза. Число аварийных остановок УЭЦН снизилось почти на треть при снижении среднесуточных потерь нефти от внутрисменных простоев в 2 раза, что частично объясняется уменьшением средней продолжительности простоев УЭЦН с момента остановки до запуска.

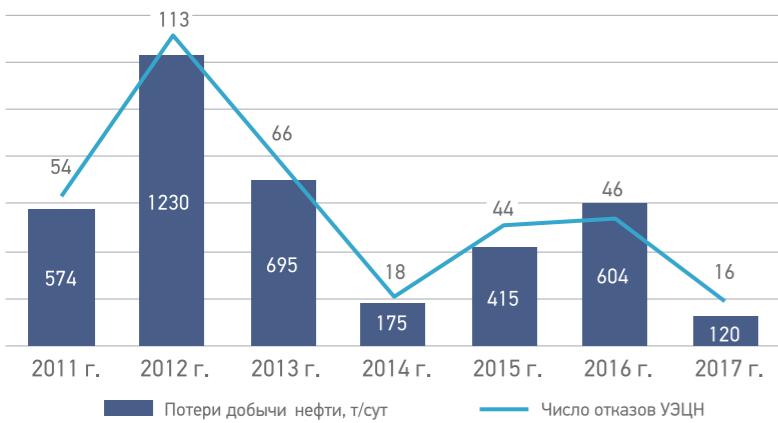


Рис. 3. Динамика числа отказов УЭЦН после грозовых отключений на месторождениях ПАО «Газпром нефть»

КОМПЛЕКСНЫЙ МОНИТОРИНГ

В 2015 г. на фоне роста числа остановок УЭЦН из-за аварийных отключений и соответственно увеличения потерь нефти Корпоративным центром была пересмотрена концепция процессов организационно-технических мероприятий по подготовке к грозовому периоду и работы с механизированным фондом скважин во время грозовой активности.

Организованы мониторинг и взаимодействие управлений добычи и энергоснабжения с соответствующими подразделениями Корпоративного центра с подключением технологического отдела ООО «Газпромнефть НТЦ» и энергоснабжающей сервисной компании. На этапе подготовки к грозовому периоду это способствовало повышению качества принятых решений, направленных на минимизацию негативного воздействия грозовой активности на наземное и погружное электрооборудование. Повышение уровня взаимодействия и обмен опытом позволили расширить перечень применяемых мероприятий по дочерним обществам компании.

В рамках подготовки к грозовому периоду было пересмотрено руководство по настройке установок СУ УЭЦН. Имеющиеся руководящие документы каждого дочернего общества трансформировались в единый нормативный документ, регламентирующий как условия срабатывания защиты, так и режим автоматического запуска УЭЦН после восстановления энергоснабжения. В данном направлении технологическим отделом Научно-Технического Центра совместно с дочерними обществами были проанализированы статистика остановок, характер нарушения электроснабжения и физический процесс срабатывания защит СУ УЭЦН.

ОПТИМИЗАЦИЯ УСТАВОК ЗАЩИТ

При изучении продолжительности и интенсивности грозовых событий были выявлены инциденты со значительными потерями нефти, обусловленные следующими факторами падения напряжения.

- Многократное снижение напряжения и отключение ряда УЭЦН с последующим автозапуском. За 1 ч во время грозы в среднем фиксировались 2–3 случая (редко до 10);
- Повторное прохождение грозового фронта (обычно во второй половине дня). Отличается меньшей интенсивностью и продолжительностью, чем в первой половине дня. Многократные остановки УЭЦН с последую-

щим автозапуском приводили к тому, что СУ УЭЦН, израсходовав регламентированное число запусков, блокировало автоматическое повторное включение (АПВ) с ожиданием ручного или дистанционного запуска. Для уменьшения потерь нефти было предложено сократить время обнуления счетчика АПВ с 24 ч до 180 мин. Время сброса счетчика АПВ по напряжению принято с учетом средней продолжительности грозовых событий до момента окончания переходных процессов и возмущений в сетях после аварийных отключений. Блокировка АПВ происходит по истечении пяти пусков и ставится исключительно для ограничения неудачных пусков, а также для исключения отказа оборудования при аномально высокой активности грозы, когда за 1 ч может произойти более 10 падений напряжения. В данном случае целесообразней дождаться окончания грозы и поэтапно запустить остановленные УЭЦН вручную (или дистанционно).

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ЗАПУСКА УЭЦН ПОСЛЕ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОЗВОЛИТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПЕРСОНАЛ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА БОЛЕЕ КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ РАБОТАХ, А ТАКЖЕ ПОВЫСИТЬ КАЧЕСТВО РАБОТ НА ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Как уже отмечалось выше, основной причиной отключения УЭЦН является кратковременное падение напряжения по одной из фаз (возможно снижение по всем трем фазам). При этом пропорционально увеличивается сила тока на данной фазе, превышающая уставку защиты из-за перегрузки в 2–5 раза. Уставка имеет обратную ампер-секундную характеристику, по которой контроллер станции определяет время отключения $T_{заш}$ электродвигателя, работающего в режиме перегрузки. Например, если заданы параметры: время уставки $T_{уст} = 15$ с, сила тока уставки $I_{уст} = 110\%$, то при рабочей силе тока двигателя, в четыре раза превышающей номинальную (400%), отключение двигателя произойдет через время

$$T_{заш} = T_{уст} \left(\frac{I_{уст}}{I_{раб}} \right)^2 = 15 \left(\frac{110}{400} \right)^2 = 1,1 \text{ с}$$

Пример хронологии остановки СУ УЭЦН при перегрузке при падении напряжения приведен на **рис. 4**.

Вследствие данной особенности значительное число СУ УЭЦН при нестабильном энер-

Время	Uab, В	Ubc, В	Uca, В	Ia, А	Ib, А	Ic, А	Загр., %	R, кОм	P, атм.	T, °С	cos
17:13:28	406	406	406	27,6	27,8	28,0	52	9999	0	0	48
17:23:27	406	406	406	27,4	27,7	27,9	51	9999	0	0	48
17:33:27	408	408	408	27,7	27,8	28,2	51	9999	0	0	48
17:43:27	408	408	408	27,5	27,9	28,2	50	9999	0	0	47
17:53:27	408	408	407	27,8	27,9	28,0	50	9999	0	0	47
18:01:37	408	408	407	27,8	28,0	84,5	50	9999	0	0	47
18:01:38	278	279	347	97,2	154,0	107,5	283	3130	0	0	75
18:01:38	296	333	368	57,9	89,8	64,0	159	2478	0	0	71
Стоп: Перегрузка											
Пуск: Автоматический											
18:21:37	421	421	420	0,0	0,0	0,0	0	9999	0	0	0
18:21:38	412	403	415	174,2	184,3	122,7	0	9999	0	0	100
18:21:38	409	403	403	104,8	184,3	75,7	294	9999	0	0	100
18:21:38	411	409	407	63,6	64,9	45,0	175	9999	0	0	5
18:21:39	411	410	410	38,6	38,7	28,7	24	9999	0	0	22

Рис. 4. Пример хронологии остановок вследствие перегрузки при падении напряжения

госнабжении в период грозы отключалось не из-за пониженного напряжения (на которое настраивается режим автозапуска), а из-за перегрузки. В основном остановки из-за перегрузки обусловлены отложением солей на рабочих элементах УЭЦН или засорением механическими примесями. В этом случае проводился ручной запуск УЭЦН электромонтером в присутствии представителя энергоснабжающей компании.

При падении напряжения и остановке ряда УЭЦН в связи с перегрузкой увеличивались потери нефти в период ручного запуска. В связи с этим в едином руководстве настройки защиты было предложено установить АПВ в случае остановки из-за перегрузки. После остановки из-за перегрузки СУ УЭЦН может провести три автозапуска. На скважинах, осложненных солеотложением и механическими примесями, риск повторной перегрузки при АПВ снижается с увеличением времени задержки автозапуска. Если увеличение времени задержки не способствует запуску, то, используя три попытки, СУ УЭЦН переходит в ожидание ручного запуска. Обнуление счетчика АПВ было предложено провести по истечении 180 мин.

Кроме того, для приоритетного срабатывания защиты по напряжению сократили время срабатывания уставки дисбаланса напряжения до 5 с (при 15 с вследствие перегрузки) с порогом отклонения 10 %.

Данная оптимизация уставок позволила повысить долю успешности автозапусков и снизить риск отказа наземного и погружного электрооборудования. Сокращение времени сброса показаний счетчика АПВ привело к снижению числа ручных запусков. На некоторых объектах удалось почти полностью исключить ручной запуск после грозовых отключений.

ПОВЫШЕНИЕ УСПЕШНОСТИ АВТОЗАПУСКА

В течение всего периода грозовой активности проводится работа по выявлению наиболее частых причин неудачных автозапусков УЭЦН. Одной из причин является перегрузка после АПВ. При использовании станции управления прямого пуска пусковые токи могут быть выше номинала в 1,5–2 раза. Решением данной проблемы может быть применение СУ с частотно-регулируемым приводом. Анализ накопленной информации о работе станций управления в режиме плавного пуска показал низкую эффективность снижения пусковых токов. В то же время отмечается высокая эффективность запуска УЭЦН с функцией поддержания тока. По достижении заданной силы тока СУ УЭЦН сдерживает темп разгона двигателя до рабочей частоты, исключая вероятность остановки после автозапуска.

Еще одной причиной остановки УЭЦН из-за перегрузки после АПВ является турбинное вращение УЭЦН. При негерметичности обратного клапана над УЭЦН происходит слия жидкости из НКТ. Продолжительность слива жидкости зависит от динамического уровня и степени засорения обратного клапана, в среднем составляет 2–3 ч. Задержка АПВ на данный период приводит к значительным потерям как во время слива жидкости, так и во время ожидания подачи. Внедренная функция разворота турбинного вращения позволила осуществлять запуск на обратном вращении с последующим плавным переходом на прямое. Однако в процессе разворота вращения фиксировались случаи резкого увеличения силы тока и последующей остановки вследствие перегрузки. На основа-

нии результатов экспериментов по развороту вращения и анализа архивных данных было предложено изменить настройку вольт-герцовой характеристики $U(F)$. При нагрузке вентиляторного типа, обусловленной центробежным насосом, зависимость $U(F)$ должна быть линейной. В большинстве случаев перегрузка после реверса УЭЦН происходила по достижении частоты 30 Гц. Изменив настройки $U(F)$ (рис. 5), удалось получить стабильный реверс, при котором сила тока не увеличивалась (рис. 6).

РАБОТА С ПЕРИОДИЧЕСКИМ ФОНДОМ СКАВАЖИН

По состоянию на август 2017 г. 56 % скважин эксплуатируются в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ). Обычно цикл работы – накопление составляет 1 ч. На момент падения напряжения в сети часть скважин данной категории может находиться в стадии накопления, что не вызывает отключения станции управления, соответственно уменьшается число остановок УЭЦН. Для аварийно отключенных УЭЦН есть два варианта дальнейшего запуска:

- автоматический запуск по сработавшей уставке после АПВ и доработка остатка цикла;
 - ожидание окончания времени, соответствующего циклу накопления, и запуск с отработкой полного цикла.
- С целью снижения потерь нефти и риска как повторных остановок, так и отказа погружного оборудования были предложены следующие установки минимального времени работы:
- 40 % цикла работы при обводненности добываемой продукции менее 40 %;
 - полный цикл работы при обводненности добываемой продукции более 40 %;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты анализа процесса срабатывания защит и оптимизация режима автоматического запуска позволили в 2017 г. достичь сокращения продолжительности простоя и повышения успешности автозапуска, кратно снизив потери нефти (рис. 7).

Для дальнейшего повышения доли успешности автозапуска и снижения продолжительности простоя ведется планомерная работа совместно с дочерними обществами. Технологическим отделом Научно-Технического Центра к следующему грозовому периоду планируется:

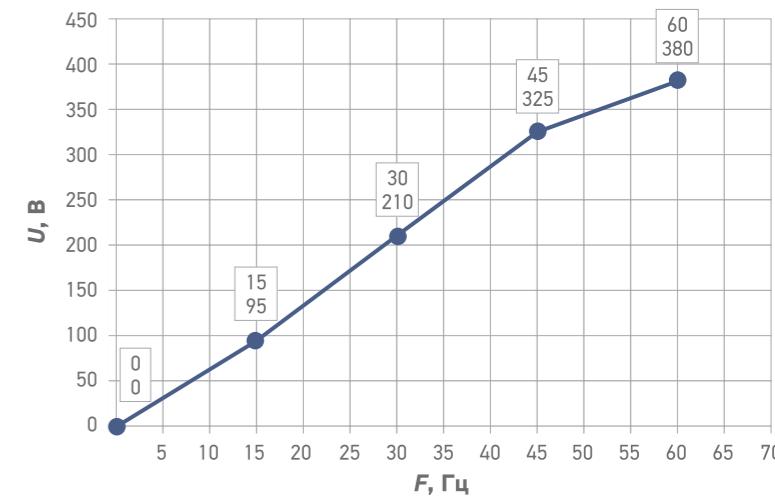


Рис. 5. Модифицированная зависимость $U(F)$

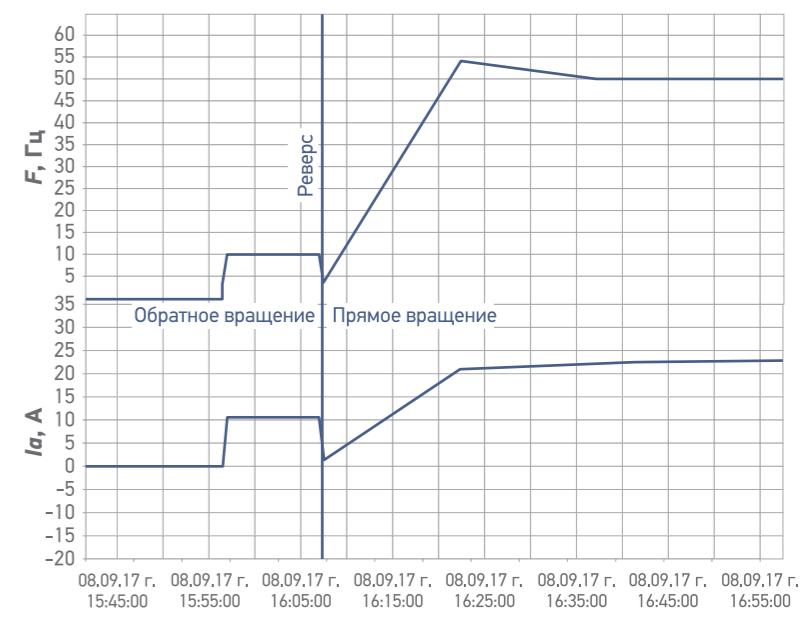


Рис. 6. Типовой реверс при турбинном вращении

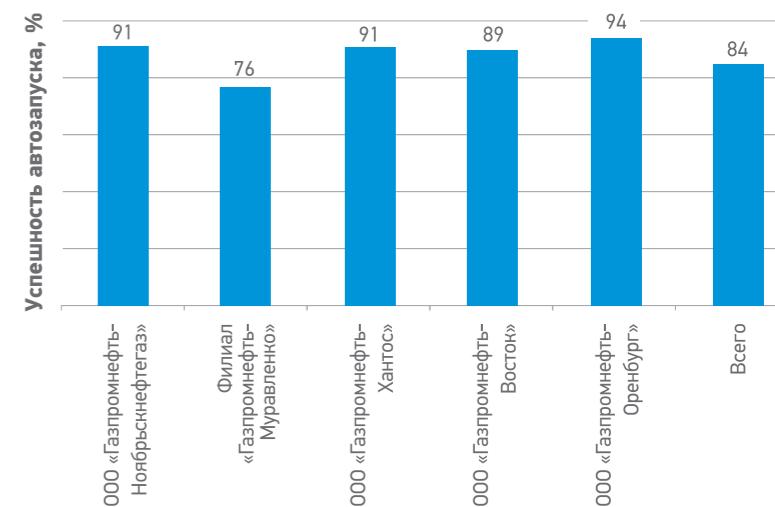


Рис. 7. Успешность автозапусков после аварийных остановок в 2017 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В РОССИИ

PROSPECTS FOR COILED TUBING DEVELOPMENT IN RUSSIA

С.М. Симаков

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

Электронный адрес: Simakov.SM@gazpromneft-ntc.ru**Ключевые слова:** нестандартное оборудование, гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), колтюбиновые установки, актуальные задачи сегодняшнего дня, решение задач на перспективу**S.M. Simakov** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

At present time, coiled tubing units perform almost all types of intervention operations. These units are fully automated, and in fact are pilot models of future drilling and workover rigs. Unfortunately, reserves structure, depth and accessibility are becoming more complex each year so that standard operations no longer address challenges we face today. Drilling of more complex wells require development and application of non-standard equipment. This includes multistage fracturing completion systems and CT as the main tool that meets modern requirements. Nowadays, there is a clear tendency for the increase in CT length and diameter. CT wall thickness has also been changed. Service companies start to apply tapered CT strings optimized for certain well conditions. Equipment, which is discussed in the article has not yet been used in the fields of Gazprom Neft. Therefore, it is very important to approach the problem of the correct selection of all key aspects both from a technical and technological point of view in advance.

Keywords: non standard coil equipment, coiled tubing unit, today's challenges, perspectives of the challenges solution

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-63-67

ВВЕДЕНИЕ

Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) или колтюбинг (Coiled Tubing – колонна гибких труб) были изобретены во время Второй мировой войны для прокладки бензопровода под водой (проект PLUTO), но широкое применение получили только в конце 80-х годов XX века. Промывка скважин, освоение азотом, растяжение гидрато-парафиновых пробок и многие операции, проводимые с использованием ГНКТ, перешли в разряд стандартных. Колтюбиновые установки в настоящее время позволяют выполнять практически все виды работ в ходе капитального ремонта скважин (КРС), при этом они полностью автоматизированы и, по сути, являются прототипами буровых установок и КРС-станков будущего. Западная Сибирь, являясь основной российской нефтегазоносной провинцией, может по праву считаться главным полигоном, где испытываются и внедряются новые технологии, и где на сегодняшний день сконцентрировано максимальное число установок ГНКТ в

России. В этом регионе нашли применение такие технологии с использованием ГНКТ, как геофизические исследования скважин, гидропескоструйная перфорация, фрезерование портов многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), активация портов МГРП специализированными компоновками низа колонны и др.

С каждым годом увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, что обусловлено усложнением их структуры, глубиной залегания, доступностью, и рядовые скважинные операции уже не решают тех задач, которые стоят сегодня перед нефтедобывающими. Строительство более сложных скважин требует разработки и применения нестандартного оборудования. Это касается систем закачивания скважин с МГРП, ГНКТ как основного инструмента, отвечающего современным требованиям.

В ПАО «Газпром нефть» с 2010 по 2015 г. применялись ГНКТ длиной 4000 м, в 2016 г. – 4500 м, в 2017 г. – 5000 м, в настоящее время наблюдается тенденция увеличения их

- более глубокий анализ статистики аварийных отключений;
- изучение накопленной информации по остановкам для определения вариантов повышения устойчивости наземного электрооборудования при кратковременном снижении напряжения;
- подбор оптимального режима автозапуска в зависимости от причины остановки;
- актуализация карты установок защиты по результатам, полученным в период грозовой активности;
- доработка нормативного документа «Учет потерь добычи нефти при аварийных отключениях электроэнергии на скважинах с УЭЦН» и приложений (карта АПВ и анализ причин внутрисменных простоеев) с целью упрощения алгоритма и адаптации к последующей интеграции с системой «ЭРА-Мехфонд»;
- исследование кратковременных отключений наземного электрооборудования УЭЦН совместно с РГУ НГ (НИУ) имени И.М. Губкина для определения критерии надежности.

ВЫВОДЫ

1. Снижение потерь нефти почти в 3 раза в 2017 г. по сравнению с потерями в 2015 г. обусловлено изменением уставок защит и режима автозапуска, а также хорошей организационно-технической подготовкой к грозовому периоду.
2. Автоматизация процесса запуска УЭЦН после аварийных отключений электроэнергии позволит использовать персонал нефтегазодобывающих мероприятий на более квалифицированных работах, а также повысить качество работ на осложненных скважинах.
3. Реализация полной трансляции данных со станций управления УЭЦН в систему «ЭРА-Мехфонд» позволит повысить полностью и оперативность мониторинга и анализа причин остановок и сбоев автозапусков, создав предпосылки к переходу на полноценный удаленный мониторинг без необходимости получения информации из архивов станций управления УЭЦН.

Список литературы

1. Алексина Н.М., Горбатенко В.П. Изменения грозовой активности над Западной Сибирью // Региональный мониторинг атмосферы. Ч. 4. Природно-климатические изменения / Под ред. М.В. Кабанова. – Томск: МГП «РАСКО», 2000.
2. Тарасов Л.В. Ветры и грозы в атмосфере Земли. – Долгопрудный: Интеллект, 2011. – 280 с.
3. Разевиг Д.В. Атмосферные перенапряжения на линиях электропередачи. М. – Л.: ГЭИ, 1959. – 216 с.

Reference

1. Alekhina N.M., Gorbatenko V.P., *Izmeneniya grozovoy aktivnosti nad Zapadnoy Sibir'yu* (Changes in thunderstorm activity over Western Siberia). In: Regionally monitoring atmosphere (Regional monitoring of the atmosphere), Part 4. Prirodno-klimaticheskie izmeneniya (Natural and climatic changes); edited by Kabanov M.V., Tomsk: RASKO Publ., 2000.
2. Tarasov L.V., *Vetry i grozy v atmosfere Zemli* (Winds and thunderstorms in the Earth's atmosphere). Dolgoprudny: Intellekt Publ., 2011, 280 p.
3. Razevig D.V., *Atmosfernye perenapryazheniya na liniyakh elektroperedachi* (Atmospheric overvoltages on power lines). Moscow - Leningrad: Gosenergoizdat Publ., 1959, 216 p.

длины и диаметра. Вместе с длиной изменилась и толщина стенки применяемых труб, стали использоваться разностенные оптимизированные под конкретные скважинные условия (темперированные) ГНКТ.

Изменение длины и диаметра труб вызвало ряд изменений технических особенностей оборудования, таких как тяговое усилие инжектора силовой установки, диаметр узла намотки и его габаритные размеры.

ПРИМЕНЕНИЕ ГНКТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ

Использование ГНКТ позволяет решать технологические задачи, которые до сего-дняшнего дня считались трудновыполнимыми. Еще несколько лет назад длина горизонтального участка скважины составляла 500–700 м, в настоящее время – 2000–3000 м, измеренная глубина (MD) – 6100–6500 м и более. Отдельно следует отметить проблемы, возникающие в связи с освоением территорий, находящихся за Полярным кругом. Здесь ключевыми факторами являются низкие температуры и ограничения гидравлических характеристик установок ГНКТ большинства производителей. При температуре -35°C существующее оборудование не отвечает предъявляемым требованиям как с технической, так и с технологической точек зрения.

В подобных условиях находят применение установки ГНКТ повышенной грузоподъемности (рис. 1). Установка ГНКТ с емкостью

узла намотки 6500 м и диаметром гибкой трубы $2\frac{3}{8}''$ (60,3 мм) может использоваться:

- для управления равнопроходными муфтами МГРП на горизонтальных интервалах длиной 2000 м и более, где требуется приложить дополнительную нагрузку более 10 кН;
- при управляемом бурении, когда в телесистему входит электрический ориентирующий прибор повышенной мощности, способный на забое разворачивать винтовой забойный двигатель (ВЗД) вокруг своей оси, при этом за счет угла перекоса профиля коридора проводки скважины может составлять 1 м;
- на скважине сложной конструкции, где необходимо использование технологии темпирования.

Очевидно, что работа с трубами диаметром 60 мм на глубине более 6000 м невозможна без силовой установки с гарантированным запасом прочности по грузоподъемности инжекторной головки. Существуют западные компании, выпускающие инжекторные головки с электроприводом, что позволяет:

- повысить грузоподъемность установки;
- исключить зависимость от температурных условий;
- кратно увеличить скорость спускоподъемных операций (СПО);
- повысить управляемость.

Установка ГНКТ с длиной барабана 6500 м и диаметром $2\frac{7}{8}''$ (73,0 мм) (рис. 2) может использоваться для выполнения МГРП через гибкую трубу, что обеспечивает явное преимущество в скорости перехода между

стадиями, в объеме прокачиваемой жидкости из-за отсутствия необходимости заполнения объема НКТ до начала ГРП и на стадии «продавки», т.е. в режиме Flush. Следует также отметить уникальную возможность проведения повторных МГРП через гибкую трубу в скважине с открытыми портами, когда жидкость ГРП точечно, так же как и в случае с выборочным открытием/закрытием портов, закачивается в определенный порт.

Ограничением в данном случае может быть расстояние между портами МГРП, но для условий Западной Сибири, где расстояние варьируется от 50 до 100 м, это не критично. Можно предположить, что в случае с незацепленными портами при проведении каждой последующей стадии МГРП, возможны утечки жидкости гидроразрыва в ранее сформированные трещины. Следует отметить, что при подборе скважи-



Рис. 1. Общий вид центра управления установкой ГНКТ повышенной грузоподъемности (NOV) $2\frac{3}{8}''$



Рис. 2. Установка ГНКТ повышенной грузоподъемности (NOV) $2\frac{7}{8}''$:
а – вид сбоку; б – вид сверху

ны-кандидата для проведения МГРП через гибкую трубу 2 7/8" должны учитываться расход жидкости гидроразрыва и давление зачакки.

Транспортировка узла намотки с длиной ГНКТ 6500 м в перечисленных случаях возможна на отдельно стоящем трале, однако существуют установки с нестандартным расположением барабана относительно оси трала. На рис. 4 показан барабан с гибкой трубой диаметром 2 3/8" (60,3 мм) длиной 9000 м.

При перечисленных преимуществах, рассмотренные установки ГНКТ имеют два недостатка – высокую стоимость и большую массу.

Первый приводит к удорожанию проекта, второй требует получения разрешительной документации на провоз негабаритного груза. И здесь появляется возможность для сервисных компаний продумать поэтапное введение большеразмерных ГНКТ с тенденцией на уменьшение стоимости сервиса за счет предложения охвата большего числа скважин и сокращения транспортных расходов на доставку труб.

Часто задают вопрос, существует ли нормированное время на проведение той или иной технологической операции. Такого времени нет и быть не может, но есть скоростной режим спускоподъема гибкой трубы. В настоящее время скорость СПО с гибкой трубой

независимо от ее диаметра на вертикальном участке составляет 15-20 м/мин, на горизонтальном – 5-10 м/мин. Поскольку с глубиной увеличивается время СПО, равное в среднем примерно 40 % общего производительного времени, увеличение глубины скважин должно быть нивелировано повышением скорости СПО как минимум в 2 раза. В Северной Америке скорости СПО уже давно превышают 50 м/мин. На рис. 5 приведен монитор записи рабочих параметров СПО, когда скорость первичного спуска составляет более 160 фут/мин (48,7 м/мин).

Следует также обратить внимание на качество дорожного покрытия на отечественных месторождениях. Не секрет, что промысловые дороги в РФ по качеству покрытия уступают западным, что отражается вездеходном исполнении техники, поступающей с заводов. На проходимость в условиях Западной Сибири, где используется вездеходная колесная база 6×6, влияет и сама длина несущей конструкции. Практика применения оборудования не только в рыхлых песках Западной Сибири, но и в условиях распутицы Оренбуржья показывает, что короткие установки имеют определенное преимущество перед их аналогами с прицепами.

Различие в выполнении технологических операций с ГНКТ и проведении ГРП обуславливает конструктивные особенности приме-



Рис. 4. Установка с нестандартно расположенным барабаном с гибкой трубой диаметром 2 3/8" длиной 9000 м



Рис. 5. Пример записи параметров СПО

няемых технических средств, но есть и схожие моменты, например, длительное пребывание персонала в компьютерном центре управления ГРП (Data Van) и установкой ГНКТ (Coil Unit). Здесь следует уделить внимание наличию потенциала для увеличения рабочего пространства в кабине оператора, поскольку при современных высокотехнологичных операциях контроль их выполнения осуществляется не только непосредственно буровым оператором, но и другими специалистами на скважине. При этом необходимо сократить время оперативного совместного реагирования на ситуацию. Задачи ставятся не только перед сервисными компаниями, обслуживающими ГНКТ, но и перед производителями оборудования. Решения необходимо находить на основании запросов от нефтедобывающих компаний, которые, в свою очередь, руководствуются поиском оптимальных технологий добычи углеводородного сырья при ухудшающейся структуре запасов.

Список литературы

1. SPE/IcoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 27-28 Mar 2018. The Woodlands Waterway Marriott Hotel & Convention Center. The Woodlands, Texas, USA
2. Hydraulic Fracture Placement Assessment in a Fiber Optic Compatible Coiled Tubing Activated Cemented Single Point Entry System / A. Gustavo [и др.] // SPE-189842-MS. – 2018.
3. Колтобинг повышает эффективность мультистадийных гидроразрывов на Новопортовском месторождении / А.В. Белов [и др.] // SPE-187715-RU – 2017.

Reference

1. Proceedings of SPE/IcoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March of 2018.
2. Gustavo A. et al., Hydraulic fracture placement assessment in a fiber optic compatible coiled tubing activated cemented single point entry system, SPE 189842-MS, 2018.
3. Belov A.V., Coiled tubing boosts efficiency of multistage hydraulic fracturing technique in Novoportovskoe field (In Russ.), SPE 187715-RU, 2017.

Установка ГНКТ в перспективе видится многофункциональным комплексом, обеспечивающим выполнение технологических задач и корректировку процесса проведения работ в режиме реального времени. Решения могут быть разными, от рядовых до высокотехнологичных, так же как и система предупреждения отказов оборудования вследствие низкого давления в системе, изменения толщины стенки гибкой трубы или ее формы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанные в статье технологические решения могут быть реализованы в ПАО «Газпром нефть» не только в части проектного оборудования, но и в части технологии его использования. Разработанные методы и способы осуществления новых проектов с привлечением комплекса ГНКТ позволяют решать задачи на перспективу, определять алгоритм действий на ближайшее будущее. Приведенный технический обзор оборудования и технологий дает возможность уже сегодня минимизировать будущие риски и затраты на единицу добываемой продукции, а также залоговоременно детально подойти к системе контрактования потенциальных контрагентов, раскрыть технические критерии и провести отбор с учетом необходимого оснащения, логистики и временных параметров, что очень важно при передислокации нестандартного оборудования из других регионов и зарубежных стран.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ: ОТ ЦИФРОВОГО К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

УДК 622.323

© А.И. Власов,
А.Ф. Можчиль, 2018

TECHNOLOGY OVERVIEW: FROM DIGITAL TO INTELLIGENT FIELD

А.И. Власов, А.Ф. Можчиль

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

Электронный адрес: Vlasov.Al@gazpromneft-ntc.ru**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, интеллектуальное месторождение, концептуальное проектирование**A.I. Vlasov, A.F. Mozhchil** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg.

The development of information systems allows you to collect, filter, store and process data of the field, describe the physical processes of oil and gas reservoirs and ground infrastructure. Enhanced capabilities of intelligent information systems allows a new angle to look at improving the efficiency of oil and gas field. We can greatly improve the operating efficiency of the asset and the quality of management decisions by combining the rapid collection of data on all systems field with integrated asset model and provide a computational libraries, allows the analysis of the technological system and provide skilled suggestions for optimization and potential loss in future (proactive protection). An integrated approach will allow for the optimization of the global instead of local, which is currently carried out by each service independently. It allows all professionals to focus their efforts on achieving a common goal.

Keywords: integrated modeling, intelligent field, conceptual design**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-3-68-74

ВВЕДЕНИЕ

Растущие затраты на освоение новых нефтегазовых месторождений в условиях колебания спроса на углеводороды заставляет нефтедобывающего производителя разрабатывать и внедрять новые эффективные технологии, снижающие себестоимость добычи. Удаленность новых месторождений от существующей инфраструктуры, ввод в эксплуатацию новых объектов разработки, их подключение к существующей системе обустройства месторождений, а также суровые климатические условия осложняют управление нефтегазовыми активами. Необходимо принятие оптимальных технологических решений, направленных на устранение рисков, влияющих на эффективность управлений решений. Вычислительные информационные техноло-

гии в нефтегазодобывающей отрасли развивались с начала 1980 г. [1]. К концу 2000 г. они превратились в комплекс отдельных программ по моделированию пласта, трубопроводной сети, пунктов подготовки нефти и газа, расчета финансово-экономической модели актива. Эволюция промысловых цифровых технологий происходила от простого к сложному: от измерений, учета, анализа и агрегирования промысловых данных до аналитических систем, решающих задачи в масштабе месторождений, объединенных единой сетью сбора.

С начала XX века и по настоящее время главным фактором обеспечения прорыва с точки зрения поиска оптимальных решений в области разработки и эксплуатации месторождений становится ускорение обработки данных и устойчивое обоснование решений

путем применения интеллектуальных технологий [2]. Такие компьютерные информационные системы позволяют обеспечить автоматизацию сбора, фильтрации, хранения и обработки данных, описать физические процессы, прогнозировать добывчу углеводородов и визуализировать ключевые параметры для управлений решений. Основными задачами при создании таких систем являются контроль большого массива нефтепромысловой информации, качественная ее обработка и отображение в доступной для восприятия форме.

В период с 2003 г. ведущие нефтегазовые компании и их научно-исследовательские центры начали разрабатывать широкий спектр новых методов информационного управления месторождениями [3]. Технология нового поколения, основанная на внедрении комплекса аппаратных, технических и программных средств в производственные процессы нефтегазодобывающих предприятий, получила различные названия и конфигурацию элементов, входящих в ее систему (**табл. 1**).

Таблица 1

Компания	Технология
Shell	Умное месторождение – Smart Field
Chevron	Интеллектуальное месторождение – i-field
BP	Месторождение будущего – Field of the future
Petoro	Умные операции – Smart Operations
Statoil Hydro	Интегрированные операции – Integrated Operations
Halliburton	Управление в режиме реального времени – Real Time Operation
Schlumberger	Умные скважины – Smart Wells
OD	Правильный дрифт или правильное направление – eDrift
DOFF (CERA)	Цифровое нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future
Cap Gemini	Оптимизация интеллектуального месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM
IAOM, ADCO	Интегрированная модель управления активами – Integrated Asset Operation Model
Газпром нефть	Цифровое месторождение
Лукойл	Интеллектуальное месторождение

Каждая компания дает собственное определение технологии исходя из понимания необходимых в данный момент методов решения производственных задач. В литературных источниках приводится множество определений, в их числе:

- интеллектуальное месторождение – это динамическая система взаимосвязанных технологий и бизнес-процессов, обеспечивающих повышение экономической эффективности всех элементов производства и управления нефтегазовым активом [4, 5];

- цифровое месторождение – это программное обеспечение, включающее набор приложений, которые позволяют описывать поведение месторождения на компьютере [6];

- интеллектуальное месторождение – это формирование дополнительной ценности нефтегазового актива путем создания цикла сбора данных, моделирования, принятия решений и их исполнения [7].

- интеллектуальное месторождение – это система оперативного управления нефтегазовым промыслом, включающая набор бизнес-процессов, направленных на оптимизацию добычи и сокращение финансовых потерь путем своевременного выявления проблем и быстрого принятия решений многофункциональными группами на основе данных, полученных в режиме реального времени [8]. Тем не менее точного определения, отражающего суть технологии, еще не существует, так как его идеальная архитектура должна обеспечить появление искусственных интеллектуальных систем, что пока не представляется возможным. Однако современное развитие информационных технологий и высокотехнологичного оборудования создает условия для кибернетического управления отдельными элементами месторождения. В настоящее время распространение получили такие системы, как интеллектуальная скважина, интеллектуальный нефтепромысел, интегрированное моделирование и интегрированное планирование работ. Интеллектуальное месторождение должно быть оснащено программным обеспечением, отвечающим новейшим разработкам в сфере информационных технологий.

Эффективность цифрового месторождения как совокупности интеллектуальных систем обуславливается тесной интеграцией в производственные бизнес-процессы интеллектуального оборудования и аналитических информационных продуктов, которые при выявлении отклонений от нормы дают рекомендации по исключению возможного риска. Качество таких решений обеспечивается совмещением оперативных данных по всем системам месторождения с интегрированной моделью актива, дополненной расчетными библиотеками, позволяющими проводить анализ технологической системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации и потенциально возможным потерям в будущем (прогностическая защита). В



Рис. 1. Срок жизни упреждающих действий по предотвращению появления осложнений

условиях отсутствия цифровых систем управления месторождением информация собирается и используется после возникновения события, но в этом случае проблема уже существует, а следовательно, появляется риск осложнения в работе месторождения (рис. 1) [9].

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Технология «цифрового месторождения» связывает воедино все этапы промышленного освоения актива. Ядром технологии является интегрированная модель месторождения (ИММ), в идеальном варианте имеющая алгоритмы получения и обработки данных удаленных систем контроля разработки месторождения. ИММ включает математические модели пласта, флюидов, скважин, наземной инфраструктуры месторождения, построенные на основе всех имеющихся данных по месторождению. ИММ позволяет интегрировать модели скважин и системы сбора с более крупными моделями пласта и объектов, а также проводить актуализацию модели в режиме реального времени. На основе ИММ можно провести автоматизацию процессов контроля/мониторинга, прогнозирования работы каждой из составляющих систем месторождения с устранением трудоемких выполняемых вручную процессов. Целью построения ИММ является повышение эффективности не только каждой отдельно взятой системы, но и всего актива в целом с учетом взаимовлияния систем. ИММ дает возможность адекватно оценить текущее состояние работы систем, заранее увидеть возможные проблемы и предложить мероприятия по их предотвращению.

ИММ неразрывно связана с понятием интегрированного проектирования, которое появилось в 60-е годы XX века и предназначалось главным образом для комплексной оптимизации процессов эксплуатации скважин и работы наземных установок, насосно-

го оборудования и других объектов при моделировании разработки нефтяных месторождений [10]. Сегодня оно эффективно дополняется инструментами ИММ – программами, объединяющими все ключевые дисциплины актива (геология, разработка, бурение и заканчивание скважин, нефтедобыча, обустройство, экономика, экология, анализ рисков), для эффективного бизнес-планирования освоения месторождения [11]. ИММ уже доказала свою эффективность применения для поддержки принятия решений в российских компаниях (табл. 2).

Тем не менее в настоящее время широко применяются только отдельные инструменты геолого-гидродинамического, нефтепромыслового, экономического моделирования месторождения. Они стали неотъемлемым элементом планирования мероприятий по разработке или оптимизации работы нефтяных и газовых месторождений и инструментами для расчета технологических показателей проектно-технологической документации на разработку месторождений. Основным недостатком остается отсутствие единой модели месторождения, которая бы включала все элементы интегрированного планирования.

Программы по геолого-гидродинамическому моделированию (ГГДМ) хорошо описывают объекты разработки пласта, но при попытке комплексного применения этих программ для анализа всего месторождения возникают сложности. Известно, например, что в проектах разработки отдельно взятых месторождений отсутствует баланс между объемом жидкости, необходимой для работы системы поддержания пластового давления (ППД), и излишками вод, накапливающимися в узлах системы сбора, что затрудняет проектирование объектов наземного обустройства [12]. Это связано с несогласованностью проектов разработки и обустройства месторождения. Обмен данными между проектируемыми компонентами системы если и есть, то осуществляется в виде электронных таблиц, не учитывающих взаи-

Таблица 2

Компания	Месторождение	Программное обеспечение	Управленческие решения	Примечание
ПАО «НК «Роснефть»	Северо-Комсомольское, объект ПК ₁	Набор макросов в среде MS Excel	Бурение горизонтальных скважин с большой длиной горизонтального ствола; использование современных технологий заканчивания скважин для ограничения выноса песка. Оптимизация и снижение стоимости инфраструктуры. Совместная добыча и реализация нефти и газа	Оптимизация общих капитальных вложений, увеличение прибыли более чем на 20 %
ПАО «НК «Роснефть»	Уренгойское газоконденсатное, ачимовские газовые пласти АЧ ₃₋₄ , АЧ ₅	Petroleum Experts (Prosper, GAP, Resolve), HYSYS, ECLIPSE	Оптимизация графика бурения по пластам и стабилизация профиля добычи путем бурения большого числа скважин в ранний период. Выявление мест скопления газоконденсата в трубопроводах	Достигнут плановый профиль добычи. Скорректированы даты ввода компрессорной станции. Выявлены проблемные участки трубопроводов
ПАО «НОВАТЭК»	Южно-Тамбейское газоконденсатное	INTERSECT, PIPESIM, ECLIPSE	Уменьшение диаметров труб сетей сбора и их общего числа за счет создания параллельных транспортных линий с возможностью переключения каналов потока для обеспечения полноты загрузки сети	Уменьшение металлоемкости системы сбора на 40 % по сравнению с традиционным подходом к проектированию (при сохранении пропускной способности сети). Экономия CAPEX около 260 млн долл. США

мовлияния элементов месторождения и неопределенности их параметров. При изменении технологических решений или режимов закачки объемы в одной системе меняются, но это никак не отражается на другой, так как электронные таблицы не связаны с системой. Существенным недостатком такого процесса является моделирование элементов в один единственный момент времени, которое неприемлемо для анализа системы в другой момент и требует адаптации к истории разработки. Таким образом, традиционный метод ГГДМ не может учитывать динамику разработки месторождения (изменение дебита существующей скважины в результате бурения новых скважин, увеличение добычи нефти после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и др.). Отсутствие взаимосвязи ГГДМ с системой сбора в масштабе месторождения может привести к значительным осложнениям, таким как неправильное бурение или завышенная/занизженная производительность оборудования.

ИНСТРУМЕНТЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для того чтобы исключить или свести к минимуму осложнения в работе месторождения, повысить устойчивость проектного решения к параметрам неопределенности необходимо синхронизировать процессы раз-

вития объектов разработки месторождений и их инфраструктуры. Данный подход может быть реализован с использованием ИММ и требует формирования следующих компонентов ИММ цифрового месторождения:

- 1) алгоритмы сбора, хранения, структурирования, проверки достоверности и фильтрации данных о месторождении, поступающих из различных источников;
- 2) инструменты моделирования всех элементов интегрированной системы месторождения (ГГДМ, скважины, система сбора, система подготовки, экономика);
- 3) интеграция методов инженерного анализа данных на основе их обработки в моделях с алгоритмами поддержки принятия решения.

Под разработкой алгоритмов обработки данных подразумевается создание каналов связи с телеметрическими нефтепромысловыми системами, химико-аналитическими лабораториями, буровыми установками и другими источниками информации на месторождении в режиме реального времени. Инструмент моделирования интегрированной системы месторождения это специализированное программное обеспечение, которое используется специалистами-экспертами в области геологии, бурения, разработки, обустройства и добычи в Научно-Техническом Центре компании. На основе онлайн-данных и специализированного программного обеспечения специалисты соз-

дают ИММ и адаптируют ее к истории разработки. Далее обновленные элементы ИММ дополняются библиотеками алгоритмов обработки информации и в режиме реального времени выдают специалистам на нефтепромысле предложения по оптимизации технологического режима работы систем месторождения на основе технико-экономических показателей ограничения.

Инструменты ИММ дают возможность оценивать перспективы развития актива и «возврата инвестиций» в разные моменты времени. Данная функция ИММ становится особенно востребована в условиях высокой волатильности цены на нефть. Таким образом, результатом вложений в построение ИММ в случае ее реализации как ядра цифрового месторождения становится обеспечение прозрачности и скорости принятия решений в ходе процессов добычи нефти.

Для того чтобы ядро ИММ цифрового месторождения заработало необходимо провести технологическую трансформацию существующих методов работы сотрудников: от технических специалистов, работающих непосредственно на промысле, до экспертов-аналитиков в научно-техническом центре компании. Кроме модернизации рабочих процессов, необходимо уделить особое внимание мотивации сотрудников на основе ключевых показателей эффективности работы месторождения. Интеграция ключевых показателей эффективности с моделью технико-экономических ограничений режима и

аналитическими инструментами ИММ подготовки управленческих решений будет снижать риски финансовых потерь. Личная заинтересованность сотрудника в достижении ключевых показателей эффективности цифрового месторождения приведет к ускорению подготовки упреждающего действия по недопущению появления осложнения. При такой системе ИММ становится инструментом снижения геолого-технологической неопределенности параметров месторождения, а модель ограничений с ключевыми показателями эффективности работы мотивирует сотрудников к доскональному изучению месторождения и поиску методов увеличения добычи нефти с наименьшими затратами (рис. 2).

МОДЕЛЬ ОГРАНИЧЕНИЙ

Модель ограничений, или технико-экономическая модель показателей ограничений, соединенная по точкам ограничения с ИММ, позволяет реализовать малый, средний и длинный циклы управления активом (табл. 3). Малый цикл – конфигурирует ИММ, проводится ежедневно/еженедельно по точкам ограничения на скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем контроля дебита и конфигурации технологического режима работы эксплуатационного оборудования. Средний цикл – управляет потерями и проводится еженедельно/ежемесячно/ежеквартально по точкам ограничения

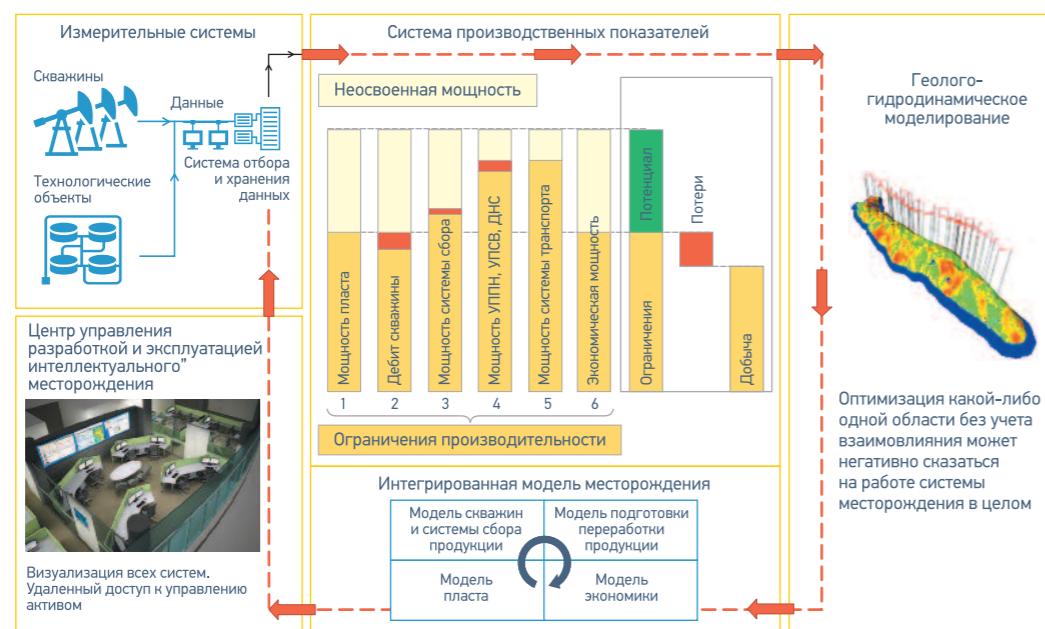


Рис. 2. Управление разработкой и эксплуатацией цифрового месторождения на основе ИММ и модели технико-экономических показателей ограничения [13]

Таблица 3

Параметры	Цикл		
	малый	средний	длинный
Наименование действия цикла модели ограничений	Конфигурация	Управление потерями	Управление нераскрытым потенциалом
Временные рамки	Ежедневно/еженедельно	Еженедельно/ежемесячно/ежеквартально	Ежеквартально/ежегодно/1 раз в 3 года
Направления сокращения ограничений	Увеличение использования и доступности. Снижение неопределенности	Повышение доступности. Снижение неопределенности	
Точка ограничения коллектора	Не применимо	ГТМ, ОПИ, ПЭ, оптимизация ППД	Проектирование новой/совершенствование старой системы разработки, бурение новых скважин, бурение боковых стволов, применение методов увеличения нефтеотдачи
Точка ограничения на скважинах и в системе сбора	Настройка технологического режима, контроль дебита	Сокращение простое скважин, оптимизация механизированной добычи	Повторное бурение, перевод скважин на механизированную добычу, повторное заканчивание
Точка ограничения в системе подготовки	Контроль рабочего состояния оборудования	Сокращение ненужных простое, техническое обслуживание	Строительство новых сооружений, модернизация старых



Рис. 3. Цикл проектирования геологии и разработки месторождений (управления точкой ограничения по коллектору) в модели ограничений

ния на коллекторе, скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем планирования и проведения ГТМ, опытно-промышленных испытаний (ОПИ), промышленной эксплуатации (ПЭ), оптимизации ППД и сокращения времени простоя скважин. Длинный цикл – управляет нераскрытым потенциалом актива и проводится ежеквартально/ежегодно один раз в 3 года по точкам ограничения на коллекторе, скважинах, в системе сбора и подготовки нефти путем проектирования новой системы разработки, бурения новых скважин, повторного бурения, перевода скважин на механизированную добычу, повторного заканчивания, строительства новых сооружений и реконструкции/модернизации старых.

Часть среднего и полный длинный цикл принятия решений по управлению активом в ПАО «Газпром нефть» реализуется концептуальным проектированием геологии и разработки месторождений на этапах «Оценка» и «Выбор» [14]. Ключевым элементом данной системы является интегратор, который объединяет модули: проектирования бурения скважин (WellPlanning); решения оптимиза-

ционных задач по пласту, скважинам, наземному обустройству (ECLIPSE, PIPESIM, HYSYS); кост-инжиниринга (Merak PEEP). Интегратор позволяет оптимизировать поиск решений в области разработки и обустройства месторождений на стратегическом и тактическом уровнях принятия решений по управлению активом. Устойчивость и результативность применения ИММ появляется в случае сходимости результатов моделирования и промысловых данных. В условиях, когда исходной информации для расчетов на стадиях проекта «Оценка» и «Выбор» недостаточно, необходимо ускорить итерационный цикл концептуального проектирования геологии и разработки месторождений. Однако ускорение процесса приведет к потере информации по точкам ограничения ИММ. В этом случае, если подключить модель ограничения к процессу концептуального проектирования, методология управления процессом останется неизменной (рис. 3), но такой подход позволит на любых этапах стадий «Оценка» и «Выбор» вносить корректировки по точкам

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МОДЕЛИРОВАНИЯ РВТ-СВОЙСТВ В БЛОКЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

УДК 681.518

© Д.А. Серебрякова,
А.С. Маргарит, 2018

ограничения интегратора ИММ. В таком случае интегратор – это не только программное обеспечение, для объединения модулей инструментов концептуального проектирования, но и инструмент управления ограничениями в активе.

Каждый этап управления точками ограничения будет реализовываться с частотой цикла, направленной на повышение добычи нефти, увеличение коэффициента извлечения нефти, повышение NPV и PI, сокращение операционных затрат и неопределенностей, минимизацию рисков. Сокращение времени цикла приведет к ускорению процесса подготовки решений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Взаимосвязь ИММ и цикла управлений точками ограничений в модели ограничений является методологией поиска устойчивого решения по управлению активом в непре-

рывном режиме. Данная методология синхронизирует процессы получения, обработки и анализа информации по объектам разработки и развития инфраструктуры месторождений, и базируется на ускорении циклов получения исходных данных по точкам ограничений за счет применения программно-аппаратных средств и алгоритмов в производственных процессах ПАО «Газпром нефть». В результате применения ускоренного и структурированного по точкам ограничений ИММ процесса поддержки принятия решений в виде модели ограничений повышается экономическая ценность актива.

Список литературы

1. By Ian J.Hardy, Gordon P. Wetzel. Automated Production Systems // SPE 10005. – MS. – 1982.
2. Оптимизация добычи: от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа // Э. Барбер, М.Е. Шиппен, С. Баруа [и др.] / Нефтегазовое обозрение. – 2008. – Т. 19. – № 4. – С. 22–37.
3. Маргелов Д.В. Месторождение на ладони – инновационный взгляд на перспективу интеллектуальных месторождений // Инженерная практика. – 2010. – №9. – С.43–46.
4. Власов АИ, Андреев КВ. Потенциальные возможности создания интеллектуальных месторождений в Группе компаний «ЛУКОЙЛ»// Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 43–45.
5. Гульдемонд Э., Акда Л., Андронов М. Организация и управления ИТ для «Умных месторождений» // SPE 160557. – RU. – 2012.
6. Инженерное программное обеспечение // Материалы презентации компании Petroleum Experts. – <http://ipts.com/uploads/files/Petex%20IPM%20Brochure%20RUS.pdf>.
7. Оптимизация процессов управления добычей нефти при внедрении технологий «интеллектуального месторождения» на Самотлорском месторождении / С.Д. Шевченко, В.А. Навозов, Д.В. Миронов [и др.] // SPE 161978. – 2012.
8. Березина А.А., Череповицын А.Е. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 14. – С.14–15.
9. Еремени Н.А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: в 2 кн. Кн. 1. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.
10. Гричлу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М: Недра, 1979. – 303 с.
11. Integrated modeling of the El Furrial field Asset Applying Risk and uncertainty analysis for the decision making // L.M. Acosta, J. Jimenez, A. Guedez [et al] // SPE 94093. – 2005.
12. Гришагин А.В. О проблемах интеграции системы пласт – скважина – обустройство – экономика на примере проекта разработки Западно-Коммунарского нефтяного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – 2009. – № 1. – С. 30–35.
13. Власов А.И. Умное месторождение для оптимального промысла // Материалы журнала медиапортала сообщества ТЭК. – 2014. – № 5. – С. 38–43.
14. Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений // Р.Р. Исмагилов, М.М. Хасанов, Ю.В. Максимов [и др.] // Нефтяное хозяйство – 2014. – № 12. – С. 74–76.

Reference

1. Hardy I.T., Wetzel G.P., *Automated production systems*, SPE 10005-MS, 1982.
2. Barber E., Shippe M., *Neftegazovoe obozrenie*, 2007–2008, URL: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors07/win07/optimizing.pdf
3. Margelov D.V., *The deposit on the palm - an innovative perspective on the prospects of intellectual deposits* (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2010, no. 9, pp. 43–46.
4. Vlasov A.I., Andreev K.V., Poplygin V.V., *Potential opportunities for the creation of intellectual deposits in the LUKOIL Group* (In Russ.), Gazovaya promyshlennost', 2014, no. 7, pp. 43–45.
5. Gul'demond E., Akda L., Andronov M., *IT Governance and Organization in Smart Oil Fields* (In Russ.), SPE 160557-RU, 2012.
6. URL: <http://ipts.com/uploads/files/Petex%20IPM%20Brochure%20RUS.pdf>.
7. Shevchenko S.D., Navozov V.A., Mironov D.V. et al., *Oil production process optimization resultant from intelligent field technologies implementation in Samotlor field* (In Russ.), SPE 161978, 2012.
8. Berezina A.A., Cherepovitsyn A.E., *Economical conception of oil&gas smart fields* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 4, pp. 14–15
9. Eremen N.A., Eremen A.N., Eremen An.N., *Upravlenie razrabotkoy intellektual'nykh mestorozhdeniy* (Management of the development of intellectual deposits), Moscow: Publ. of Gubkin Oil and Gas State University, 2011, Part 1, p. 9.
10. Crichtlow H.B., *Modern reservoir engineering: a simulation approach*, Prentice-Hall Inc., New Jersey, 1977.
11. Acosta L.M., Jimenez J., Guedez A. et al., *Integrated modeling of the Furrial Field Asset applying risk and uncertainty analysis for the decision taking*, SPE 94093, 2005.
12. Grishagin A.V., *On the problems of integration of the reservoir-well system - arrangement - the economy by the example of the West-Kommunarskoye oil field development project* (In Russ.), Nauchno-tehnicheskiy vestrnik OAO "NK Rosneft", 2009, no. 1, pp. 30–35.
13. Vlasov A.I., *Smart field for optimal oil field* (In Russ.), Zhurnal-dayzhest EnergyLand.info, 2014, no. 5, pp. 38–43.
14. Ismagilov R.R., Khasanov M.M., Maksimov Yu.V. et al., *Prospects of energy optimization on Gazprom Neft JSC objects with use of hydrocarbons* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 12, pp. 74–76.

TECHNOLOGY DEVELOPMENT PVT SIMULATIONS IN THE UPSTREAM DIVISION OF GAZPROM NEFT COMPANY

Д.А. Серебрякова, А.С. Маргарит

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

Электронный адрес: Serebryakova.DA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: PVT-моделирование, фазовое состояние, анализ данных, корреляция

D.A. Serebryakova, A.S. Margarit

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In the world practice the increasing attention is paid to PVT simulations. The share of hydrocarbon fields, the fluids of which are characterized by complex behavior when changing geological and physical conditions, increases. Number of publications, devoted to PVT-modeling, grows with every year, the complexity of models increases. On the one hand, this helps to increase the accuracy of the forecast and to adopt an optisolution in the design and development of deposits, on the other - often slows the process of preparation of PVT of data

Keywords: PVT simulations, phase behavior, data analysis, correlation

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-75-77

ВВЕДЕНИЕ

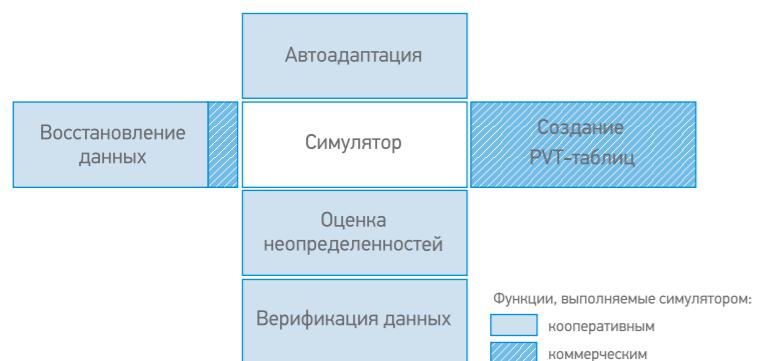
В мировой практике PVT-моделированию уделяется все большее внимание в связи с увеличением доли месторождений углеводородов, флюиды которых характеризуются сложным поведением при изменении геолого-физических условий. Число публикаций, посвященных PVT-моделированию, растет с каждым годом, сложность моделей повышается. С одной стороны, это помогает увеличить точность прогноза и принять оптимальное решение при проектировании и разработке месторождений, с другой – часто замедляет процесс подготовки PVT-данных.

ТЕХНОЛОГИИ РВТ-МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

На мировом рынке представлены различные коммерческие программы, использующие PVT-моделирование, как узкоспециализированные (созданные только для PVT-моделей), так и решающие в комплексе задачи моделирования и аналитики. При работе с

каждой программой пользователи нередко сталкиваются с проблемой выбора настроек параметров при отсутствии четких и доступных рекомендаций, что связано как с отсутствием однозначных и емких регламентов работы, так и с постепенным увеличением числа инструментов. Таким образом, специалисты каждого направления нефтяного инжиниринга, так или иначе использующие информацию о физико-химических свойствах флюидов, часто не имеют инструмента PVT-моделирования, удовлетворяющего требованиям, необходимым для потокового применения в работе.

Композиционное моделирование основано на уравнениях термодинамики и уравнениях состояния. При большом числе параметров и требованиях к углубленности знаний при работе в композиционных симуляторах инженерам, не занимающимся непосредственно PVT-моделированием, но нуждающимся в достоверных данных, трудно выполнить настройку PVT-модели. В связи с этим остро стоит задача создания максимально автоматизированного инструмента.



Функциональная область разрабатываемого в компании инструмента PVT-моделирования

Для принятия оптимальных решений при проектировании и разработке месторождений необходимы интегрированные модели, построенные по единой методике PVT-моделирования. В связи с этим в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» создается инструмент PVT-моделирования с целью:

- автоматизации процедуры проверки качества PVT-данных;
- обеспечения разработчиков механизмом для снятия неопределенностей в PVT-свойствах;
- создания единой методики моделирования PVT-свойств и выбора способа эксплуатации.

Исходя из этого определена функциональная область разрабатываемого инструмента (см. рисунок).

Из рисунка видно, что ядром инструмента является так называемый «стандартный» симулятор PVT. «Стандартный» симулятор PVT работает по базовому принципу «качество выходных данных непосредственно зависит от качества входных данных». На входе симулятор имеет набор типовых данных, далее по функциональным зависимостям находит однозначное решение, которое и выдает пользователю в виде PVT-таблиц.

Существуют два направления принципиального улучшения результатов PVT-моделирования: 1) повышение качества входных данных; 2) совершенствование функциональных зависимостей внутри симулятора. При этом практика показывает, что влияние человеческого фактора необходимо по возможности минимизировать.

Рассмотрим основные модули симулятора PVT. **Верификация данных.** Качество входных

данных зависит от различных факторов: условий отбора проб, проведения лабораторных исследований, интерпретации полученных результатов, настройки внутри симулятора и решений инженера, создающего PVT-модель, о том, какая информация является априорной, где допустим разброс

значений и каков его диапазон, как должны быть расставлены приоритеты для оперативного получения оптимального набора выходных параметров. Для решения задачи контроля качества данных все эти факторы можно разбить на блоки.

Первичный анализ заключается в проверке условий отбора проб, физичности данных и их непротиворечивости друг другу. В рамках проекта Data Science разрабатываются более сложные правила проверок, основанные на методах машинного обучения на пробах флюидов, информация по которым принимается за достоверную. Параллельно возможно применение алгоритмов композиционного PVT-симулятора с целью получения дополнительных физически обоснованных правил.

Оценка неопределенностей. В основном предполагается, что вероятностная оценка может быть проведена на основе данных, качество которых уже проверялось. В противном случае по различным причинам, например, из-за большого числа непредставительных проб, использования значений, взятых по аналогии, но информация об этом отсутствует, можно получить результат, не соответствующий действительности. Однако следует отметить, что первичная оценка неопределенностей должна быть проведена и до этапа верификации данных. При этом главной целью обеих процедур является окончательное формирование входных данных, отбор представительных проб и вероятностная оценка результатов.

Восстановление данных. В этом модуле решаются задачи рекомбинации сепараторных проб, восстановление составов частично разгазированных проб. Здесь же реализованы корреляции свойств с остальными данными, т.е. модуль «Верификация данных» на выходе дает не только сигнал о корректности или некорректности результатов, но и рекомендует возможные значения.

В компании «Газпром нефть» накоплен значительный опыт по восстановлению данных на основе результатов неполных экспериментов, в частности в работе [1] описаны подходы к уточнению PVT-свойств частично разгазированных проб нефти двухфазных залежей.

Автоадаптация. Выполнение рутинных операций по настройке моделей выполняется в модуле «Автоадаптация». К настоящему времени основное число моделей флюидов создается по разработанным алгоритмам, однако в большинстве коммерческих программных продуктов это не предусмотрено. Для автоматизации процессов проверки входных данных и подготовки конечных мо-

делей нужны четкие алгоритмы, симбиоз которых в итоге даст инструмент для принятия оперативных решений, касающихся PVT-данных. В работе [2] описан последовательный алгоритм настройки моделей для нефтяных систем, в работе [3] – для газоконденсатных систем. В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разрабатывается нормативно-методологическая документация по моделированию PVT-свойств. Используя имеющиеся собственные разработки и мировой опыт в создании нового композиционного симулятора, можно получить уникальный инструмент для моделирования PVT-свойств.

Мировой опыт является основой для дальнейшего развития и создания собственного гибкого инструмента PVT-моделирования. Так, анализ существующих корреляционных зависимостей модели Black oil [4] позволил снять неопределенность параметров на этапе выбора зависимостей для расчета газосодержания, объемного коэффициента нефти и плотности выделяющегося из нефти газа при снижении давления ниже давления насыщения. Кроме того, анализ помог создать новые, физически обоснованные связи [5], которые могут быть использованы как приоритетные.

Таким образом разрабатываемый инструмент позволяет:

- минимизировать человеческий фактор на всех этапах подготовки данных до получения готовой модели;
- унифицировать и сделать прозрачным процесс принятия решений при моделировании флюидов;
- расширять собственную функциональную область.

Потенциалом развития инструмента является направление по предупреждению осложнений, связанных с асфальтосмоло-парафиновыми отложениями, газогидратами и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы выполнена верхнеуровневая оценка влияния качества информации о PVT-свойствах флюидов на экономическую рентабельность разработки для объектов с различными физико-химическими свойствами нефти. Для основных PVT-параметров была задана дисперсия. Далее выбиралась оптимальная система разработки для каждой комбинации PVT-параметров, затем – наиболее вероятная оптимальная система разработки. Параллельно определялась оптимальная система разработки на уточненных PVT-данных, которая часто не совпадала с наиболее вероятной в случае дисперсии PVT-данных. Таким образом, на объектах с различными типами нефти плановый показатель NPV на год может не достичь экономического предела 0,5–2,9 %. Сравнительный расчет на типовых объектах разработки компании показал, что модели, подготовленные с использованием созданного композиционного PVT-симулятора, имеют очень малые отклонения от аналогичных моделей, построенных с применением стороннего коммерческого программного обеспечения (см. таблицу).

Основные PVT-параметры	Максимальное абсолютное отклонение, %
Давление появления первого пузырька	0,054
Давление начала ретроградной конденсации	0,015
Молярная масса	0,001
Z-фактор	0,018
Вязкость	0,042
Плотность	0,004
Молярный объем	0,024
Объемный коэффициент нефти	0,002
Газосодержание	0,003

Список литературы

1. Брусиловский А.И., Промзелев И.О. О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей // Вести газовой науки. – 2013. – № 1 (12). – С. 41–45.
2. Nugaeva A.N., Brusilovsky A.I. New Approach of Integrated Validation of Reservoir Oil Properties in Reserves Estimation and Field Development Planning. SPE- 117391-MS. – 2008.
3. Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-Model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State. SPE-171238-MS. – 2014.
4. Analysis of Black Oil Correlations for PVT Properties Estimation / A. Odegov, R. Khabibullin, M. Khasanov [et al.] // SPE-176596-MS. – 2015.
5. Serebryakova D. Calculation Algorithm for Oil PVT-Properties // SPE-181980-MS. – 2015.

Reference

1. Brusilovskiy A.I., Promzelev I.O., On methodological approaches to refinement of PVT-properties of reservoir oil of two-phase deposits (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2013, no. 1, pp. 41-45.
2. Nugaeva A.N., Brusilovsky A.I., New approach of integrated validation of reservoir oil properties in reserves estimation and field development planning (In Russ.), SPE 117391-MS, 2008.
3. Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I., Efficient engineering method for creating adequate PVT-model of natural gas condensate mixture using equation of state (In Russ.), SPE 171238-MS, 2014.
4. Odegov A, Khabibullin R, Khasanov M, Brusilovsky A, Krasnov V., Analysis of Black Oil correlations for PVT properties estimation (In Russ.), SPE 176596-MS, 2015.
5. Serebryakova D., Calculation algorithm for oil PVT-properties (In Russ.), SPE 181980-MS, 2015.

КОГНИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАК НОВЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ СИСТЕМ МЕНЕДЖМЕНТА ЗНАНИЙ

УДК 681.518

© Б.В. Белозеров,
Е.В. Викторов,
Е.Л. Кирьянов, 2018

COGNITIVE TECHNOLOGIES AS A NEW STAGE OF KNOWLEDGE MANAGEMENT SYSTEMS IN OIL AND GAS INDUSTRY

Б.В. Белозеров, Е.В. Викторов, Е.Л. Кирьянов

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

Электронный адрес: SRZ@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: управление знаниями, когнитивные технологии, нейронные сети, повышение эффективности, большие данные, Big Data

B.V. Belozerov, E.V. Victorov, E.L. Kiryanov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Cognitive technologies could be the key to rapid improvement of knowledge management effectiveness when applied in oil & gas industry. Classic knowledge management approach requires high level of employee engagement in knowledge management processes, as employees need to have a will to manually discover, capture, classify, share and apply knowledge. Cognitive technologies may lower that requirement as they automate processes of knowledge discovery, capture, classification and sharing; they also improve knowledge applicability by proposing right knowledge taking into account employee context. Authors propose a way in which combination of machine learning, data mining, text analysis and cognitive search could propose a new stage in knowledge management discipline.

Keywords: knowledge management, cognitive technologies, neuron networks, effectiveness improvement, Big Data

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-78-80

ВВЕДЕНИЕ

Менеджмент знаний находится на стыке стратегического развития компании, социологии и информационных технологий. Его целью является создание систем и поддерживающей среды, обеспечивающих формирование, сохранение, тиражирование и применение основных элементов интеллектуального капитала, необходимых для успеха организации. Полный набор инструментов менеджмента знаний обеспечивает жизненный цикл, состоящий из этапов выявления, сбора, хранения, распространения и использования знаний.

Классический подход предполагает значительные усилия, направленные на вовлечение сотрудников в работу со знаниями: подготовку, структурирование и классификацию, обмен и распространение. Однако именно в нефтегазовой отрасли в этом цикле могут возникнуть сложности, обусловленные следующими факторами:

- географической распределенностью и труднодоступностью участников процессов менеджмента знаний;
- мультидисциплинарностью отрасли;
- большими объемами и потоками информации;
- постоянными изменениями информационных

материалов и структур их хранения. Совокупность этих факторов приводит к усложнению мотивации участников процессов (социально-психологический фактор), структуры хранения информации и поддерживающих бизнес-процессов. В нефтегазовой отрасли, для которой характерны большие объемы генерируемых данных и извлекаемых знаний, данная проблема особенно актуальна. Кроме того, поддержка информационных материалов в актуальном виде усугубляется необходимостью постоянно обновлять существующие инструменты работы с информацией, чтобы успевать за развитием отрасли.

Решить эти задачи позволяют когнитивные технологии – направление развития систем искусственного интеллекта, которые используются человеком при принятии решений, анализе данных, поиске закономерностей и аномалий.

Комбинация следующих технологических приемов дает возможность эффективного использования инструментов управления знаниями:

- машинный анализ данных;
- автоматическая классификация и тегирование информации;
- когнитивный поиск.

СЛОЖНОСТИ КЛАССИЧЕСКОГО ПОДХОДА К УПРАВЛЕНИЮ ЗНАНИЯМИ

В нефтегазовых компаниях применяются следующие базовые инструменты управления знаниями:

- системы поиска экспертизы, профили сотрудников;
- сообщества специалистов-практиков (профессиональные, экспертные, по интересам);
- базы знаний;
- банки идей (сбор рационализаторских предложений сотрудников);
- анализ извлеченных уроков и практических наработок.

Сложности внедрения инструментов управления знаниями ([см. таблицу](#)) бывают первого порядка (адаптация и осуществление бизнес-процессов управления знаниями) и второго (технологические (CRUD¹), обеспечение качества поиска, удобства использования)). Когнитивные технологии относятся к группе проблем второго порядка.

Рассмотрим типовое предприятие нефтегазовой отрасли, в котором внедряется управление знаниями. Как правило, на предприятии работает от 10 до 100 тыс. пользователей, существует значительная географическая распределенность участников процессов, а также имеются большие объемы информации, в том числе получаемые с датчиков технологического оборудования в режиме реального времени.

Для обеспечения высокого качества хранения информации требуются заполнение метаданных и размещение их в определенном хранилище в корректном формате. От этого в дальнейшем зависит степень успешности поиска информации. При классическом подходе информация обогащается метаданными вручную, однако большое число участников процесса, их географическая распределенность и низкая мотивация приводят к тому, что в начале внедрения инструментов управления знаниями компания получает некачественно описанные файлы во множестве слабоструктурированных хранилищ.

Вторая проблема связана с ростом объемов базы знаний, который обуславливает снижение релевантности поисковой выдачи по высокочастотным запросам.

В связи с тем, что в нефтегазовой отрасли имеется большое число направлений деятельности, возникает множество поисковых запросов, но при низком качестве метаданных качество поиска также будет низким. Следовательно, возникает задача обеспечения высокого качества поисковой выдачи при обработке поиско-

Инструмент	Трудности внедрения
Системы поиска экспертизы	Сложность загрузки, структурирования
Сообщества специалистов-практиков	Формализация знаний и трудности их применения
Базы знаний	Сложность поиска, загрузки, структурирования данных
Анализ извлеченных уроков и практических наработок	Устаревание информационных материалов
Банки идей	Дублирование предложений

вых запросов на основе большого объема информации с низким качеством метаданных.

Для повышения эффективности использования информации предлагается метод «push & pull» – не только обеспечивающий успех поиска информации пользователем, но и проактивно предлагающий ему информацию в нужное время и нужном месте. Необходимо учитывать связанные с пользователем метаданные, такие как географическое положение, должность, положение в организационной структуре компании, выполняемая в данный момент задача и др.

Таким образом, возникает вторая задача – проактивное предложение пользователю релевантной информации с учетом метаданных.

Решением данной задачи является использование современных технологий когнитивного анализа информации. Это позволяет отказаться от усилий по созданию и поддержанию структур хранения информации, заменив их автоматическим заполнением метаданных и технологиями когнитивного поиска.

ПРИМЕНЕНИЕ КОГНИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В УПРАВЛЕНИИ ЗНАНИЯМИ

К основным операциям по работе с информацией относятся ее загрузка в хранилище и поиск в нем необходимых сведений. Рассмотрим подробнее возможности применения когнитивных технологий при выполнении этих двух операций.

Загрузка информации в хранилище. При загрузке информации проводится ее анализ, на основании результатов которого автоматически заполняются метаданные и определяется корректное хранилище. Когнитивные системы, используя нейронные сети и алгоритмы обучения, способны самостоятельно заполнять необходимые атрибуты и соответствовать требованиям размещения информации.

В любой системе хранения информации ее правильное распределение является трудоемкой задачей, с которой могут справиться алгоритмы. В этом случае участие сотрудника в сохра-

¹CRUD (англ. Create, Read, Update, Delete) – набор операций по созданию, просмотру, изменению и удалению объектов.

нении документации минимизируется: от него требуется только отправить документ на анализ, после чего система проводит автоматическую классификацию и тегирование документа, заносит информацию в поисковый индекс, размещает файл в библиотеке знаний и уведомляет экспертов в соответствующей предметной области о необходимости проверки корректности размещения документа и его метаданных.

Поиск информации. Когнитивный поиск способен давать ответы на вопросы, в формулировке которых пропущена критически важная информация либо присутствуют жаргонизмы. Поисковый механизм, кроме самого запроса, анализирует метаданные его автора, включая историю участия в проектах, загрузки им документов, поисков его коллег (сотрудников с аналогичными метаданными), историю его запросов. В результате подбирается максимально релевантная поисковая выдача.

В РЕЗУЛЬТАТЕ ВНЕДРЕНИЯ КОГНИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШАЕТСЯ КАЧЕСТВО РАБОТЫ ВСЛЕДСТВИЕ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗНАНИЙ, СОКРАЩАЕТСЯ ВРЕМЯ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОПЕРАЦИЙ, ПОВЫШАЕТСЯ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ЭКСПЕРТНОЙ ПОДДЕРЖКИ ЗА СЧЕТ ФОРМАЛИЗАЦИИ И НАКОПЛЕНИЯ ЗНАНИЙ ЭКСПЕРТОВ

Поиск можно разделить на активный (запрос инициируется пользователем) и пассивный (поиск в фоновом режиме инициируется системой, которая отслеживает действия пользователя и предоставляет ему информацию, которую он еще не запрашивал, но с высокой долей вероятности может запросить). Активный поиск является развитием классического поиска с применением когнитивных технологий. Пассивный поиск – это новый шаг в использовании поисковых механизмов через внедрение процессов анализа информационного окружения сотрудника и поиск ответов на вопросы без прямого запроса пользователя.

Когнитивные технологии, анализируя текущую

ситуацию, автоматически осуществляют поиск в базе знаний и рекомендуют решение из перечня доступных. При этом поисковый механизм отслеживает взаимодействие пользователя с информационными системами и предоставляет информацию из базы знаний в нужный момент. Например, когда сотрудник формирует письмо-запрос «Кто в компании занимается технологиями горизонтального бурения?», система обращается к профилям сотрудников, ищет среди компетенций «горизонтальное бурение» и предоставляет список рекомендованных адресатов еще до того, как сотрудник допишет письмо.

Еще один пример возможной реализации когнитивных технологий – рекомендация решений, основанных на извлеченных уроках и лучших практических наработках, непосредственно при сопровождении бурения. Система мониторинга бурения собирает показания датчиков, выявляет и сохраняет паттерны, при которых возникают аварийные ситуации, привязывая к ним извлеченные уроки из базы знаний. В момент, когда система видит паттерн, по некоторым признакам схожий с аварийным, она заранее предупреждает оператора и предоставляет ему сведения, которые помогают предотвратить опасную ситуацию. Когнитивный поиск может также применяться при публикации рационализаторских предложений сотрудников, исключая дублирование подаваемых идей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Когнитивные технологии способны изменить подход к работе со знаниями, исключив рутинные операции. В результате внедрения таких технологий улучшается качество работы вследствие более эффективного использования знаний, сокращается время на выполнение производственных операций, повышается резульвативность экспертной поддержки за счет формализации и накопления знаний экспертов.

Список литературы

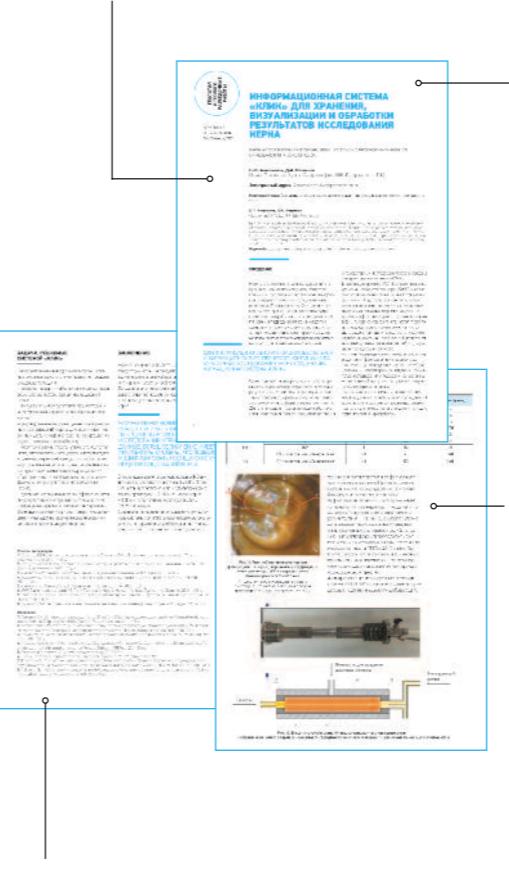
1. Управление знаниями. Теория и практика / под ред. А.И. Уринцова – М.: Юрайт, 2015. – 255 с.
 2. Мариничева М.К Управление знаниями на 100 %: Путеводитель для практиков. – М: Альпина Бизнес Бук, 2008. – 320 с.
 3. <http://www.atomkms.com/static/books/KM%20Interview.pdf>
 4. СУЗ: прошлое, настоящее и близкое будущее // Практика управления. – 2016. – № 8. – С. 48-54.
 5. Дейвенпорт Т. Зарабатывая умом Как повысить эффективность деятельности работников интеллектуального труда. – М: Олимп-Бизнес, 2011.– 304 с.
- Reference**
1. *Upravlenie znaniami teoriya i praktika* (Knowledge management: Theory and practice): edited by Urintsov A.I., Moscow: Yurayt Publ., 2015, 255 p.
 2. Marinicheva M.K., *Upravlenie znaniami na 100%: Putevoditel' dlya praktikov* (Knowledge Management at 100%: A Guide for practitioners), Moscow: Al'pina Biznes Publ. Publ., 2008, 320 p.
 3. Young R., URL: <http://www.atomkms.com/static/books/KM%20Interview.pdf>
 4. *Knowledge Management System: Past, present and near future* (In Russ.), Praktika upravleniya, 2016, no. 8, pp. 48-54.
 5. Davenport T.H., *Thinking for a living: How to get better performance and results from knowledge workers*, Harvard Business School Press, 2005.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

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



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

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

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

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

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

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

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

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

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

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



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU