

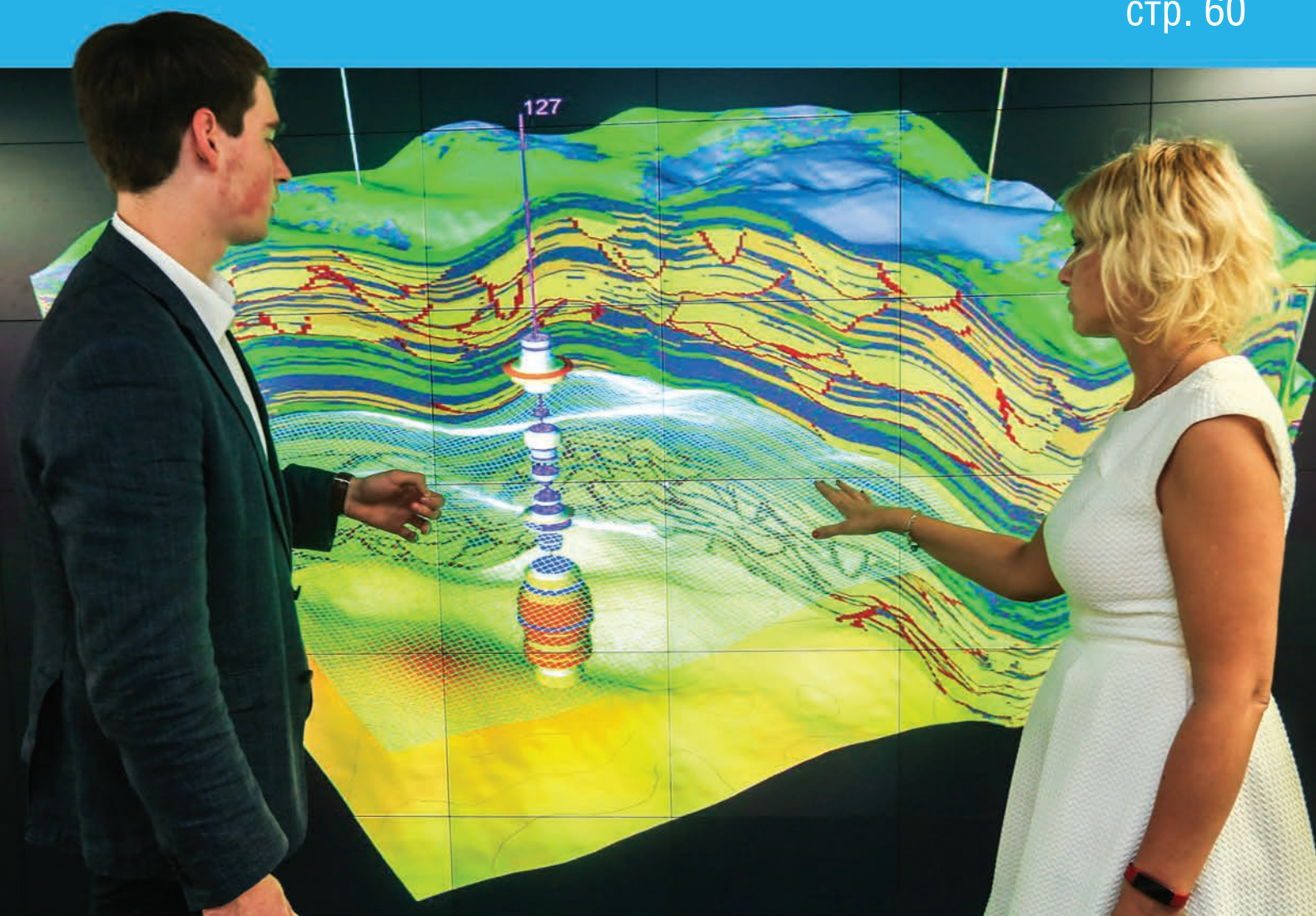
16
стр. Реализация программы
«Пропущенная залежь»

54
стр. Нестационарное воздействие,
направленное на увеличение
нефтеотдачи пластов

74
стр. Обеспечение надежности
трубопроводных систем.
Метод диагностики внутреннего
антикоррозионного
покрытия трубопроводов

Выбор устойчивой системы разработки –
путь повышения ценности актива

стр. 60



СОЗДАВАЙ ИСТОРИЮ ВМЕСТЕ С НАМИ

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



Реклама



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU/CAREER

4

Новости компании

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

12

Черкас Е.О., Бородин А.А., Шевко Н.А., Хузин Р.А.
Пример комплексирования данных для моделирования трещиноватости в условиях ограниченного количества информации на месторождении Бадра

Cherkas E.O., Borodkin A.A., Shevko N.A., Khuzin R.A.

Integrated data usage for fracture distribution in 3D geological modeling in case of limited data volume. Badra case study

16

Пайвин А.А.

Реализация программы «Пропущенная залежь»

Payvin A.A.

Realisation of the program "Missed oil pool"

20

Суханов Р.А., Хайдаров А.С.

Применение фильтра Собеля для тектонического районирования на примере юрских отложений одного из месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Sukhanov R.A., Khaydarov A.S.

Applying the Sobel filter for tectonic zonning by the example of jurassic sediments in one fields of Slavneft-Megionneftegas JSC

23

Толмачев Е.О., Алексеев А.Д., Главнова Е.Н., Жуков В.В., Шевчук Т.Н.

Построение трехмерной геологической модели баженовской свиты в пределах северо-восточного борта Краснolenинского свода

Tolmachev E.O., Alekseev A.D., Glavnova E.N., Zhukov V.V., Shevchuk T.N.

Creating 3D geological model of the Bazhenov formation of the northeastern slope of the Krasnoleninsky arch

28

Корочкина Н.С.

Построение сейсмогеологической модели ачимовской толщи Верхнесалымского месторождения

Korochkina N.S.

Achimov subsurface seismo-geological model building of Upper Salym field

32

Мухидинов Ш.В., Воробьев В.С.

Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы

Mukhidinov Sh.V., Vorobyev V.S.

Methodical features of petrophysical study salinization clastic rocks of oil and gas fields Chong Group

38

Кузнецов М.А., Старицын М.Ф., Воронин Ю.Г., Курманов О.Е.,
Мирошкин В.Г., Гурьевских Л.А., Бабов В.Н.**Концептуальное геологическое моделирование верхнеюрских отложений на примере объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»**

Kuznetsov M.A., Staritsyn M.F., Voronin Yu.G., Kurmanov O.E., Miroshkin V.G., Guryevskikh L.A., Babov V.N.

Conceptual geological modeling Upper Jurassic objects on the example of Slavneft-Megionneftegas JSC

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

43

Лютков А.В., Подбережный М.Ю.

Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин для выработки трудноизвлекаемых запасов на Западно-Салымском месторождении

Liutkov A.V., Podberezhny M.Yu.

Horizontal wells placement experience for Hard-to-Recover reserves development on the West Salym oil field

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

50

Промзелев И.О., Купоросов Д.Н., Брусиловский А.И.,
Чухланцева Е.Р., Тихомиров Е.В.**Особенности свойств нефти двухфазных залежей на примере пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения**

Promzelev I.O., Kuporosov D.N., Brusilovskiy A.I., Chukhlantseva E.R., Tikhomirov E.V.

Peculiarities of reservoir oil properties of two-phase deposits on the example of the PK₁₋₃ layer Vostochno-Messoyakhskoye field

54

Кашапова Г.Р.

Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов

Kashapova G.R

Nonstationary impact directed to enhance oil recovery

60

Климов В.Ю.

Выбор устойчивой системы разработки – путь повышения ценности актива

Klimov V.Yu.

Choice of stable development system - way to improve asset value

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

67

Гаврилов В.А.

**Пути повышения энергоэффективности
насосного оборудования**

Gavrilov V.A.

Ways to improve the energy efficiency of pump equipment

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

70

Заирбеков А.В., Шамсутдинов Н.Р.

**Эксплуатация скважин установками
электроцентробежных насосов габарита 4-У
с дополнительным модулем смещения**

Zairbekov A.V., Shamsutdinov N.R.

Operation well electric centrifugal pumps 4-U dimensions installation
with additional modules BIAS

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ

74

Кундик А.А.

**Обеспечение надежности трубопроводных
систем. Метод диагностики внутреннего
антикоррозионного покрытия трубопроводов**

Kundik A.A.

Ensuring the reliability of pipelines.

Diagnostics method of internal anticorrosive coating of pipelines

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

77

Бызов П.Г.

**Внедрение системы SMS-информирования
в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»**

Byzov P.G.

The implementation of SMS-information system
in Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC

ПРОНЕФТЬ.

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ

ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакция:

В.В. Яковлев – главный редактор

М.М. Хасанов – ответственный
редактор

Э.Р. Керимова – выпускающий редактор

Д.А. Ребров

Е.С. Ерохина

Адрес редакции:

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

Тел.: **+7 (812) 313–69–24**

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru

www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции
запрещена.

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

Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 03.02.2017.

Подписано в печать 21.03.2017

Формат 64x90, 1/8. Бумага мелованная

Печать офсетная. Тираж 999 экз.

Отпечатано в типографии «КЕМ»

129626, г. Москва, Графский пер., д. 9, стр. 2

Цена свободная.

© ПАО «Газпром нефть», 2017

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

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

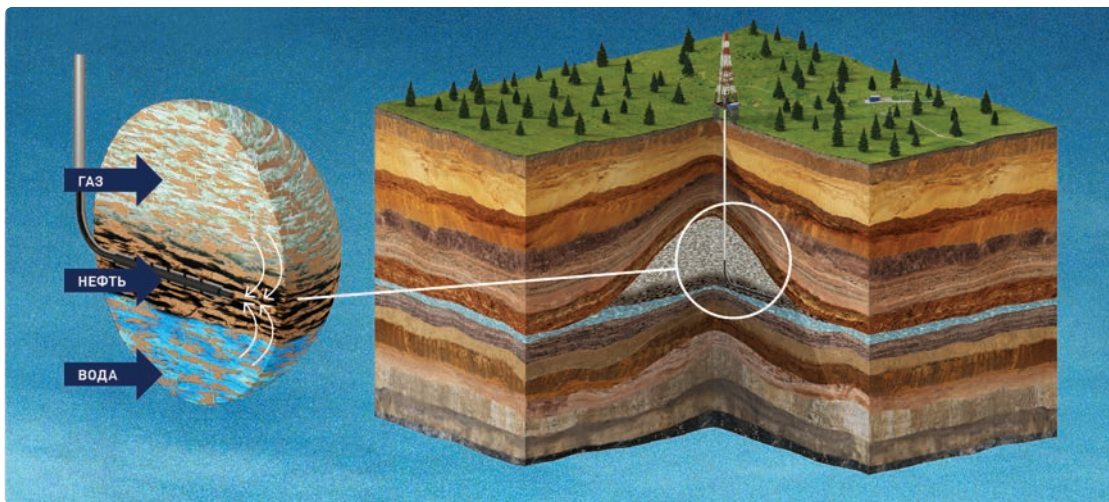
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗВИВАЕТ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ПОДГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В рамках действующей в «Газпром нефти» Технологической стратегии создана программа развития технологий разработки подгазовых залежей*. Реализация проектов программы позволит в перспективе вовлечь в разработку запасы нефти в объеме 215 млн тонн.

Суммарные извлекаемые запасы нефти и конденсата в подгазовых залежах «Газпром нефти» превышают 500 млн тонн, из них только порядка 300 млн тонн можно добыть с применением текущих технологий, еще более 200 млн тонн нефти позволят извлечь проекты новой технологической программы. Подгазовые залежи требуют очень аккуратных и точных инструментов разработки. В частности, работа с этими запасами требует эффективного управления притоком газа к нефтяным скважинам и повышения коэффициента извлечения нефти при высоком содержании газа. Новая программа разработана сотрудниками Научно-технического центра «Газпром нефти» и включает 13 технологических проектов по интерпретации скважинных исследований, прогнозированию газового фактора, созданию инструментов стоимостного инжиниринга и алгоритмов эффективной эксплуатации скважин с высоким содержанием газа.

Крупные запасы подгазовых залежей содержат Новопортовское и Мессояхские месторождения, которые были выбраны в качестве пилотных для внедрения новых технологий разработки.

В частности, на Мессояхе уже начата реализация проекта по выбору оптимальных технологий строительства скважин в подгазовых залежах. Опробованную на месторождении технологию бурения многоствольных скважин сложной конструкции (так называемых fishbone — «рыбья кость») предлагается тиражировать с учетом активно развивающегося в Научно-техническом центре «Газпром нефти» направления геомеханического моделирования. Для интенсификации добычи нефти «Газпром нефть» также развивает и новые технологии гидроразрыва пласта (ГРП), поскольку традиционные методы ГРП не могут применяться на этих залежах из-за возможного притока газа к нефтяным скважинам. ■



Справка

Подгазовая залежь (или нефтяная оторочка) — это часть нефтегазовой или нефтегазоконденсатной залежи, в которой газ занимает существенно больший объем, чем нефть. Фактически это тонкая прослойка нефти между значительно большей по объему газовой шапкой и водоносным слоем. Главная особенность освоения нефтяных оторочек связана с прорывами газа и воды к добывающим нефтяным скважинам. Эффективная разработка таких ресурсов требует внедрения новых технологических решений при бурении сложных скважин, поиска способов подъема жидкости с высоким содержанием газа и высокой точности интегрированного проектирования.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОДБИРАЕТ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РАБОТЫ С НОВОЙ ГРУППОЙ ЗАПАСОВ

«Газпром нефть» разработала программу внедрения новых технологий для добычи нефти из карбонатных и трещиноватых коллекторов, к которым относится более 40 % извлекаемых запасов компании, или почти 600 млн тонн углеводородов. Проект осуществляется в рамках реализации Технологической стратегии компании.

На месторождениях «Газпром нефти» около 40 % остаточных запасов содержится в карбонатных коллекторах. Наиболее крупными активами с такими залежами являются Восточный участок Оренбургского месторождения, Куюмбинское и Чонское месторождения в Восточной Сибири, проект Бафра в Ираке, Приразломное месторождение на шельфе Печорского моря. В мировом балансе углеводородов карбонатные коллекторы играют все более существенную роль — большинство новых месторождений относится именно к этой категории.

Особенности карбонатных коллекторов требуют высоких компетенций инженеров-нефтяников и аккуратного подбора технологий для того, чтобы освоение таких запасов происходило эффективно. Новая программа разработана Научно-технологическим центром «Газпром нефти» и включает 12 технологических проектов в сфере геологоразведки, разработки месторождений, бурения скважин и добычи нефти. Их реализация позволит лучше понять «поведение» карбонатных коллекторов при разработке и, следовательно, повысить эффективность добычи нефти из них. В частности, на Чонском месторождении в Восточной Сибири будут применяться технологии интенсификации добычи из карбонатного коллектора, поры которого частично заполнены солью и не пропускают нефть. На Куюмбинском месторождении ведется подбор технологии кислотного гидроразрыва пласта, а на Восточном участке Оренбургского месторождения технологические решения направлены на поиск оптимальных режимов работы скважин.

«Технологическое развитие „Газпром нефти“ позволяет уверенно наращивать добычу и ее эффективность. Но для сохранения этой динамики мы уже сегодня должны развивать технологии, которыми будем пользоваться завтра. Сложная геология карбонатных коллекторов еще недавно не позволяла осуществлять их полномасштабную разработку, сегодня мы уже работаем с частью наших сложных карбонатных запасов и уверен, что за счет новых технологий их доля в общей добыче компании будет расти», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТКРЫЛА НОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

«Газпромнефть-Оренбург» (дочерняя компания «Газпром нефти») открыл новое месторождение на территории Сорочинского района Оренбургской области — Новосамарское. Геологические запасы нефти месторождения составляют более 8 млн тонн. Это первое открытие на изучаемом участке, по расчетам специалистов компании, на нем расположена целая серия небольших месторождений. ■

НА СЕВЕРО-САМБУРГСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НА ЯМАЛЕ НАЧНУТСЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ

«Газпромнефть-Ямал», дочерняя компания «Газпром нефти», планирует в 2017 году начать опытно-промышленные работы на Северо-Самбургском нефтяном месторождении (Пуровский район, Ямало-Ненецкий автономный округ). Согласно геологической модели месторождения запасы нефти прогнозируются на уровне 72 млн тонн. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВВЕЛА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ДВЕ НОВЫЕ ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

«Газпром нефть шельф», дочерняя компания «Газпром нефти», ввела в эксплуатацию на Приразломном месторождении две новые добывающие скважины. Таким образом, число действующих скважин на платформе «Приразломная» — единственном на сегодняшний день нефтедобывающем проекте на российском арктическом шельфе — достигло десяти: шесть добывающих, три нагнетательных и одна поглощающая скважина.

Общая длина двух новых скважин превысила 8 км. Одна из введенных скважин оборудована установкой электрического центробежного насоса отечественного производства — это первый опыт использования высокотехнологичного российского оборудования на арктическом шельфе. Уже в первые дни работы новой установки дебит нефти на соответствующей скважине достиг 1760 тонн в сутки.

На платформе «Приразломная» создана технологическая система, исключающая попадание в море отходов бурения и производства. Проект реализуется с соблюдением принципа «нулевого сброса»: отходы либо закачиваются обратно в пласт, либо вывозятся на берег для последующей утилизации. Устья всех скважин находятся внутри



платформы — таким образом ее основание одновременно является буфером между скважиной и открытым морем. Всего проект освоения Приразломного месторождения на шельфе Печорского моря предусматривает ввод в эксплуатацию 32 скважин. ■



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» В 2016 ГОДУ УВЕЛИЧИЛА ДОБЫЧУ ПЕРВОЙ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ В 2,5 РАЗА

«Газпром нефть» выполнила годовой план по добыче нефти с платформы «Приразломная». В общей сложности по итогам 2016 года на Приразломном месторождении было добыто 2 154 000 тонн нефти сорта ARCO (Arctic Oil). Это более чем в 2,5 раза превосходит показатели 2015 года, когда потребителям Северо-Западной Европы было отгружено более 800 тыс. тонн нефти. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОЛУЧИЛА ЛИЦЕНЗИЮ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

«Газпромнефть-Сахалин», дочерняя компания «Газпром нефти», получила лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Аяшском лицензионном участке на шельфе Охотского моря. Лицензия выдана Федеральным агентством по недропользованию РФ сроком до 1 июля 2039 года.

Аяшский лицензионный участок в Охотском море является частью проекта «Сахалин-3». Участок расположен рядом с открытыми месторождениями проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», уже доказавшими нефтегазоносность региона. Прогнозные извлекаемые запасы нового актива «Газпром нефти» — более 100 млн т.у.т. Ранее на Аяшском лицензионном участке были выполнены сейсморазведочные работы 3D в объеме 2150 км². «Газпромнефть-Сахалин» завершил анализ геолого-геофизической информации, по результатам которого принято решение о выборе наиболее перспективных структур для проведения геолого-разведочных работ.

В настоящее время, выполняя лицензионные обязательства, «Газпром нефти» ведет подготовку к бурению первой поисково-оценочной скважины на Аяшской структуре Аяшского лицензионного участка. Бурение запланировано на летний период 2017 года.

«Реализация новых проектов на российском шельфе позволит «Газпром нефти» максимально задействовать опыт, полученный при обустройстве и эксплуатации Приразломного месторождения в Печорском море, Новопортовского и Мессояхских месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе. Используя самые современные технологии и системы управления, наша компания последовательно расширяет географию своей деятельности. Эффективное и безопасное развитие в наиболее перспективных нефтяных провинциях России является стратегическим направлением работы «Газпром нефти», — сказал Председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРОБУРИТ ПЕРВУЮ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНУЮ СКВАЖИНУ НА АЯШСКОМ УЧАСТКЕ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ

«Газпромнефть-Сахалин», дочерняя компания «Газпром нефти», подписала контракт с компанией Nakuru 5, Inc. (100% дочернее предприятие Japan Drilling Co., Ltd., Япония) об аренде буровой платформы, которая построит поисково-оценочную скважину на Аяшском лицензионном участке на шельфе Охотского моря. Полупогружная плавучая буровая установка HAKURYU-5 полностью завершит бурение в течение летнего сезона 2017 года, обеспечит испытание скважины и отбор керна для проведения лабораторных исследований. Ранее поисково-оценочное бурение на Аяшском лицензионном участке не проводилось.

Плавучая буровая установка HAKURYU-5 в 2014 году прошла глубокую модификацию технологического оборудования. Кроме того, в рамках подготовки к буровому сезону в 2017 году будет проведена ее дополнительная модернизация для соответствия климатическим и гидрологическим условиям Охотского моря. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И «РОСТЕЛЕКОМ» ПОДПИСАЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СТРАТЕГИЧЕСКОМ ПАРТНЕРСТВЕ В ОБЛАСТИ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ И ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА

«Газпром нефть» и «Ростелеком» подписали соглашение о стратегическом партнерстве в области инновационного развития и промышленного интернета. Основная цель соглашения — установление долгосрочного и эффективного сотрудничества между компаниями, формирование новых бизнес-моделей, совместная разработка и внедрение инновационных ИТ-технологий.

Одной из ключевых точек приложения сил станет реализация программ и мероприятий, исследовательских и прикладных проектов в сфере промышленного интернета*. Так, «Ростелеком» в настоящее время занимается созданием платформы для промышленного интернета, которая при участии специалистов «Газпром нефти» может быть адаптирована под действующие и перспективные бизнес-процессы и промышленные приложения компании.

Кроме того, планируются совместные работы по мониторингу трендов в области инноваций, обмену информацией и научно-техническому сотрудничеству.

По словам старшего вице-президента ПАО «Ростелеком» Марии Флорентьевой, соглашение о стратегическом партнерстве в области инновационного развития и индустриального интернета с «Газпром нефтью» является логичным продолжением сотрудничества компаний в ИТ-сфере. «Внедрение промышленного интернета — на сегодняшний день одна из важнейших тенденций, которая уже в ближайшие годы затронет практически все отрасли. Технологии IIoT имеют огромный потенциал в нефтегазовой отрасли и позволят повысить эффективность и безопасность производственных процессов, прогнозировать необходимые мероприятия. «Ростелеком», со своей стороны, выступая уже не один год надежным бизнес-партнером для крупных клиентов, готов внести свой вклад в достижение новых стратегических задач «Газпром нефти», — заявила она.

Как отметил начальник департамента информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций «Газпром нефти» Константин Кравченко, сотрудничество двух компаний направлено на кооперацию в области создания и внедрения промышленного интернета в России, а также совместное участие в разработке соответствующих стандартов. «Развитие промышленного интернета актуально для всех секторов промышленности, в том числе — нефтегазовых компаний. «Газпром нефть» последовательно выступает за взаимодействие промышленных предприятий, поставщиков оборудования и программного обеспечения, телеком-операторов, научно-исследовательских организаций для того, чтобы как можно скорее включиться в активное формирование рынка промышленного интернета в нашей стране», — подчеркнул он. ■

Справка

Промышленный интернет (индустриальный интернет, индустриальный интернет вещей, Industrial Internet of Things, IIoT) — концепция построения инфокоммуникационных инфраструктур, подразумевающая подключение к сети Интернет любых небытовых устройств, оборудования, датчиков, сенсоров, АСУ ТП, а также интеграцию данных элементов между собой, что приводит к формированию новых бизнес-моделей при создании товаров и услуг и их доставке потребителям.

НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОЯВИЛИСЬ ДВУСТВОЛЬНЫЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

На Новопортовском месторождении успешно использована новая технология строительства многоствольных скважин. Ее применение позволило «Газпромнефть-Ямалу» (дочерняя компания «Газпром нефти», разрабатывает Новопортовское месторождение) увеличить нефтеотдачу пласта и существенно повысить эффективность разработки месторождения.

Использованная технология бурения предусматривает закрепление в каждом горизонтальном стволе скважины металлической трубы, так называемого хвостовика, чтобы предотвратить осыпание породы и потерю пробуренного ствола в процессе его эксплуатации. Разработка дизайна скважины и круглосуточное сопровождение бурения осуществлялись экспертами Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно со специалистами «Газпромнефть-Ямала».

Длина каждого ствола первой двуствольной скважины, построенной на Новопортовском месторождении, составляет 1000 м, ее начальный дебит был зафиксирован на уровне более 400 тонн нефти в сутки. Сегодня на Новопортовском месторождении построено и функционирует уже пять подобных скважин, при этом каждая новая скважина бурится значительно быстрее предыдущей, что позволяет существенно сократить ее стоимость. В результате специалистам удалось достичь рекордной по компании скорости бурения многоствольных скважин – 5,87 суток на 1000 м, что сопоставимо с лучшими результатами по бурению одноствольных горизонтальных скважин.

«Внедрение новых технологий бурения — это часть Технологической стратегии «Газпром нефти». Документ систематизирует в компании поиск инновационных решений для создания точек долгосрочного развития. Проекты высокотехнологичного бурения и повышения нефтеотдачи, реализуемые на наших месторождениях, позволяют «Газпром нефти» уже сегодня вовлекать в рентабельную разработку запасы, ранее не считавшиеся перспективными», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■



НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДОБЫТ ПЕРВЫЙ МИЛЛИОН ТОНН НЕФТИ



«Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Газпром нефти» и «НК «Роснефть», добыл на Восточно-Мессояхском месторождении (ЯНАО, Гыданский полуостров) миллионную тонну нефти. Этот показатель был достигнут менее чем за 5 месяцев с начала промышленной эксплуатации самого северного в России материкового нефтегазоконденсатного промысла.

Такому результату способствовало проведение эффективных геолого-технических мероприятий и применение современных методов интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов. В частности, именно на Восточно-Мессояхском месторождении впервые в группе компаний «Газпром нефть» началось массовое бурение скважин по технологии fishbone («рыбья кость»). Эта технология позволила увеличить стартовый дебит нефти на 40 % по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной.

Сегодня на Восточно-Мессояхском промысле действуют 94 эксплуатационные нефтяные скважины. Показатель среднесуточной добычи составляет 7 300 тн/сут.

В 2017 году объемы бурения на Восточно-Мессояхском месторождении увеличатся вдвое. На промысел дополнительно будут доставлены 11 буровых установок, одновременно бурение будут осуществлять 19 станков. На долю новых скважин в 2017 году придется до 50% всего объема добычи «Мессояханефтегаза». Планируется, что до конца года предприятие сдаст в нефтепровод Заполярье-Пурпе более 3 млн тонн нефти.

«Первая миллионная тонна нефти, добытая на Восточно-Мессояхском месторождении, – важная веха в работе молодого нефтедобывающего предприятия. Этот показатель говорит о четком и ответственном выполнении наших обязательств перед акционерами, правильно выбранном темпе разработки месторождения и эффективном использовании самых современных технологий бурения и интенсификации притока», – отметил генеральный директор «Мессояханефтегаза» Виктор Сорокин. ■

НАХОДИ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВМЕСТЕ С НАМИ

Сегодня мы успешно осваиваем заполярные месторождения, разработка которых стала возможной только спустя полвека с момента их открытия. Терминал «Ворота Арктики» стал ключом к богатейшим запасам арктической нефти. Это уникальное инженерное сооружение, способное работать в тяжелейших условиях крайнего Севера.



Реклама



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU/CAREER

УДК 550.8.072

© Коллектив авторов, 2017

ПРИМЕР КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО КОЛИЧЕСТВА ИНФОРМАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАДРА

Е.О. Черкас, А.А. Бородкин

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

Н.А. Шевко, К.Т.Н., Р.А. Хузин

(Gazpromneft-Badra B.V.)

Адрес для связи: Cherkas.EO@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: трещиноватость, разломы, керн, моделирование, прогнозирование**Integrated data usage for fracture distribution in 3D geological modeling in case of limited data volume. Badra case study****E.O. Cherkas, A.A. Borodkin (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg),
N.A. Shevko, R.A. Khuzin (Gazpromneft-Badra B.V., UAE, Dubai)**

Paper present oilfield case study. Seismic, formation micro imager (FMI), core data, logging data and well-testing data integrated usage in reservoir modeling gives reliable fracture distribution and justified production forecast and recovery forecast.

Keywords: fractured oilfield, faults, core, 3D modeling, production forecasting

Введение

Трещины представляют собой разрывные нарушения пород, естественный продукт деформации или диагенеза отложений. Их геометрия и плотность могут как улучшать, так и ухудшать (залеченные трещины) фильтрацию в пласте, определять анизотропию. Следовательно, основная задача эффективного управления разработкой карбонатного месторождения – создание корректной модели системы трещин.

Рассматриваемое в статье месторождение Бадра расположено на территории Ирака, находится на первой стадии разработки и на начальной стадии изученности трещиноватости, несмотря на выполненную программу разведки. В условиях сложной тектонической истории района предгорья Загрос и сложного строения карбонатного коллектора, в керне которого отмечена как первичная, так и вторичная пористость, а также обнаружены разные виды трещин (рис. 1), очень

важно понять обладают ли трещины значимой емкостью и оказывают ли влияние на фильтрацию флюида в пласте.

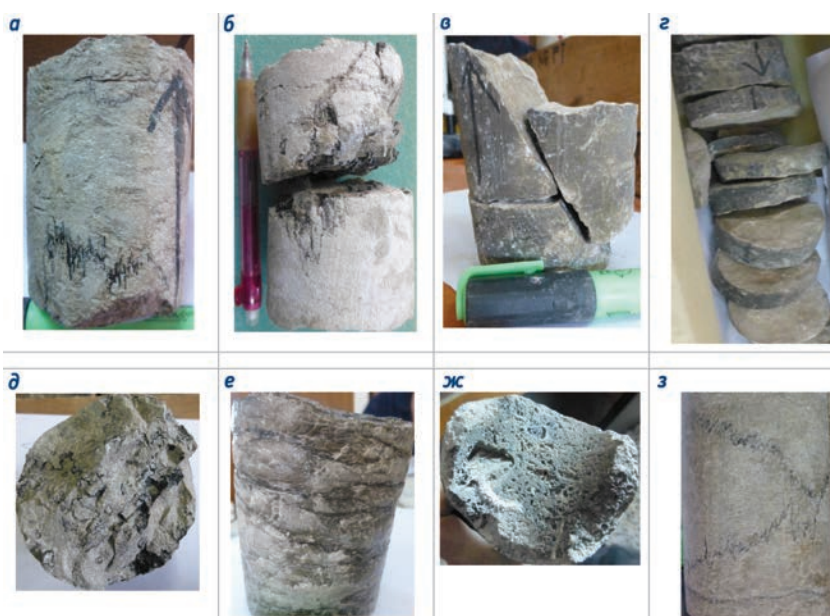


Рис. 1. Фотографии трещин, отмеченные в образцах керна карбонатных коллекторов месторождения Бадра:

а – стилолиты; б – сеть трещин, осложненная стилолитом и кавернами; в – сеть трещин (по напластованию и открытая секущая); г – трещины по напластованию; д – стилолиты, осложненные кавернами; е – залеченные трещины; ж – каверны; з – стилолиты и залеченная трещина

Номер скважины	Пачка	Глубина, м		Толщина, м	Проницаемость, 10^{-3}мкм^2 , рассчитанная по данным		
		кровли	подошвы		ПГИ + ГДИС	анализа керна	структурному фактору
BD1	D	4645	4655	10	74,8	10	11,58
BD4	B	4520	4537	17	4,72	2,00	2,18
	D	4601	4616	14,1	0,86	1,76	2,09
	E	4624	4640	13,4	15,6	8,07	22,98
	F+G	4660	4722	20,6	0,84	0,59	1,16
BD5	B	4503	4523	20	4,9	1,03	1,57
	D	4579	4604	25	12	4,21	11,25

Анализ информации

В статье проанализированы все имеющиеся данные, характеризующие трещиноватость пластов-коллекторов: результаты сейсморазведки, микроэлектрического сканера (FMI) по скв. BD4 и BD5, анализа керна, гидродинамических исследований скважин (ГДИС) в комплексе с промысловыми геофизическими исследованиями (ПГИ), опробования скважин, обработки коротажных диаграмм. Пласты представлены известняком светло-коричневым до сероватого, среднекристаллическим и среднеуплотненным, слабопористым, с небольшими кавернами, слабо доломитизированным, частично перекристаллизованным. Данные FMI показывают наличие 57 частично открытых и 12 открытых трещин, вскрытых двумя скважинами на формации Мауддуд. В таблице численно сопоставлены значения проницаемости, полученные по данным ПГИ + ГДИС и рассчитанные на основе построенной по данным анализа керна зависимости пористость – проницаемость, а также по структурному фактору. Исследования выполнены по скважинно и в комплексе с применением сейсмических данных.

Относительно качества полученной информации можно отметить следующее:

- результаты FMI не следует принимать как абсолютно достоверные, так как на них значительно влияют вывалы породы, наблюдаемые в большей части исследованного интервала;
- калибровка FMI на данные керна возможна лишь в отдельных интервалах из-за ограниченного отбора керна;
- информация по кубам когерентности и максимально отрицательным величинам кривизны не является прямым признаком трещиноватости и может приниматься во внимание лишь для оценки на качественном уровне и в контексте остальных данных.

Результаты исследования скв. BD4

В интервалах, представленных керном, выявленные трещины в целом совпадают с интервалами частично открытых трещин, определенных по данным FMI. Однако, несмотря на наличие открытых трещин, проницаемость, рассчитанная по модели и полученная по результатам ГДИС + ПГИ, в среднем различается несущественно (см. таблицу). Следовательно, рассчитанная по модели проницаемость достаточно хорошо описывает фактическую начальную проницаемость пласта. На рис. 2 показана кровля пласта Мауддуд с системой разломов и розы-диаграммы азимута простирания и азимута падения основных структурных элементов, построенные по результатам интерпретации данных FMI. Из рис. 2 видно, что азимуты простирания и падения частично открытых трещин преимущественно совпадают с границами напластования. В свою очередь, направление развития частично открытых трещин совпадает с направлением разломов. Таким образом, раз-

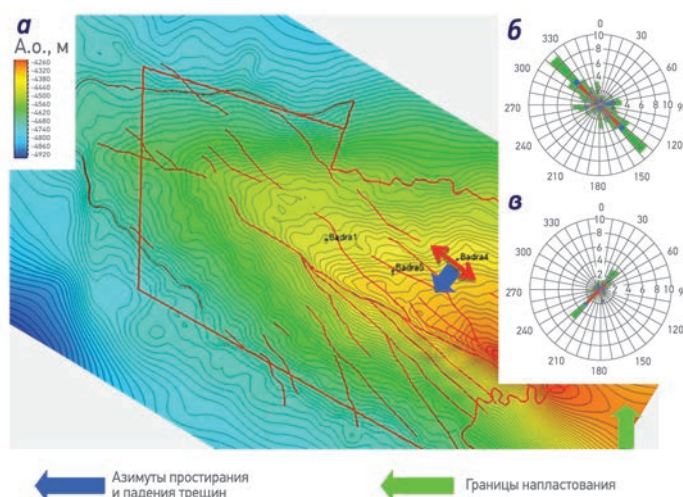


Рис. 2. Кровля пласта Мауддуд с системой разломов (а) и розы-диаграммы азимуты простирания (б) и падения (в) основных структурных элементов по скв. BD4

уплотненные (трещиноватые) зоны вероятнее всего приурочены к разломам.

Результаты исследования скв. BD5

Во всем интервале записи FMI выявлено семь частично открытых трещин, из них только две попадают в интервал коллектора и подтверждены керновыми данными. Однако в описываемом интервале притока по результатам ПГИ не получено. При этом значения проницаемости, рассчитанной по модели и полученной по результатам ГДИС+ПГИ, имеют неплохую сходимость (см. таблицу). О предпосылках влияния трещиноватости на поток свидетельствуют результаты ГДИС (рис. 3), позволяющие выделить внутреннюю зону с незначительно более высокой проницаемостью – $(9,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 \text{ (62 м от скважины)})$ по сравнению с проницаемостью внешней зоны, равной $13 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Тем не менее, если принять во внимание выделенную систему разломов, то на расстоянии примерно 200 м от скважины проходит разлом. Таким образом, проницаемость внешней зоны по тесту может быть обусловлена влиянием разуплотненной зоны разлома.

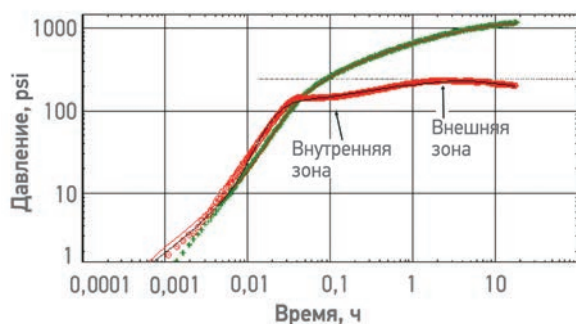


Рис. 3. Log-log график по скв. BD5

Анализ сейсмической информации

На рис. 4 представлены срезы куба когерентности и максимальные отрицательные значения кривизны для пачки В пласта Мауддуд. Из рис. 4 видно, что зоны аномалий приурочены к зонам разломов (предполагаемые зоны разуплотнения). Ширина этих зон варьируется в пределах 100–250 м. Учитывая горизонтальную разрешающую способность сейсмических данных ($\pm 100 \text{ м}$), трещиноватые зоны наблюдаются на расстоянии 0–175 м от разлома (общая максимальная ширина зоны – 350 м). Однако зона к северо-западу от «центрального» разлома остается областью высоких неопределенностей в связи с отсутствием на этом участке скважинной информации.

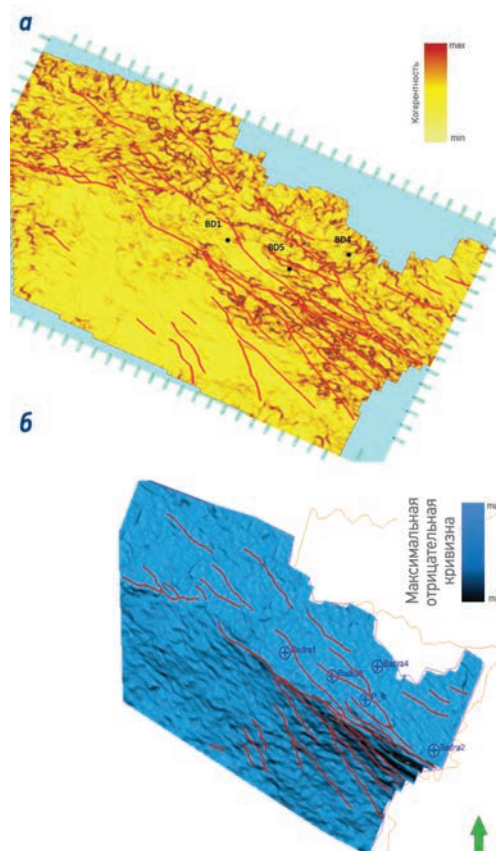


Рис. 4. Срезы кубов когерентности (а) и максимальные отрицательные значения кривизны (б) для пачки В пласта Мауддуд

По результатам анализа сейсмических скоростей с целью оценки азимутальной неоднородности сейсмических данных (предположительно относящейся к трещиноватости) на качественном уровне месторождение можно условно разделить на три части (рис. 5): относительно однородная северо-восточная зона (выделена зеленым цветом) от «центрального» разлома, где располагается фонд скважин; юго-запад-



Рис. 5. Нормированная карта анизотропии скоростей по интервалу кровля Мишриф – подошва Мауддуда

ная зона с повышенными значениями анизотропии (голубой цвет) и максимально неоднородная зона на юге (фиолетовый цвет).

Моделирование трещиноватости

Важными критериями необходимости учета трещин в гидродинамической модели являются надежность и представительность полученных параметров трещиноватости для залежи в целом. В связи со сложностью механизмов вытеснения и моделирования двойной среды привлечение менее надежных данных, описывающих трещины, может привести к существенному снижению прогностической способности модели по сравнению с более простыми вариантами моделей одинарной пористой среды.

Учитывая данные сейсморазведки, можно рассмотреть два варианта площадного распределения зон трещиноватости: с шириной 350 м и двумя зонами интенсивной трещиноватости, описанными выше (зоны с повышенными значениями анизотропии на данном этапе объединены вследствие отсутствия данных). Моделируемые варианты распределения трещиноватых зон схематически представлены на рис. 6.

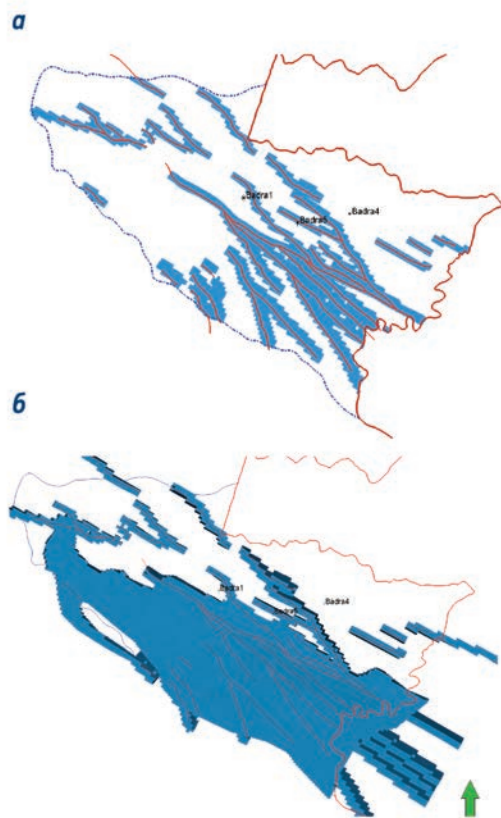


Рис. 6. Приразломные трещиноватые зоны вдоль разломов шириной 350 м (а) и по области наибольших значений анизотропии скоростей (б)

Заключение

Максимальный объем информации имеется по пласту месторождения Мауддуд, содержащему 25 % запасов залежи, пачка В с 45 % запасов освещена слабо; раскрытость трещин – 0,01 см, плотность трещин – 0,3 трещины на 1 м, средняя трещинная пористость – 0,0001, средняя трещинная проницаемость, оцененная по формуле Aguilera¹, составляет $83,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²; различие проницаемостей по данным ГИС и ГДИС + ПГИ в зоне размещения скважин незначительное; по данным FMI и информации по разломам – трещины приурочены к зонам разломов; трещинная среда, распределенная на значительной части залежи, может оказывать существенное влияние на процессы выработки запасов, которые подлежат изучению.

Запасы в трещинах при таких входных данных (по керну) не превышают 1 %, однако обширная южная зона трещиноватости, не вскрытая скважинами, или зоны, приуроченные к разломам, существенно влияют на накопленную добычу базового варианта разработки с поддержанием пластового давления закачкой воды. При оценке, выполненной на базе гидродинамической модели двойной пористости – двойной проницаемости, накопленная добыча нефти может как увеличиваться (на 31 %), так и уменьшаться (на 7 %) в зависимости от неопределенности параметров трещиноватой среды.

Продолжение изучения трещинной составляющей в южной зоне залежи остается приоритетной задачей. Поэтому на текущий момент здесь заложена и находится в бурении добывающая скважина, в которой планируется отбор керна, проведение ГИС для изучения трещин, ГДИС, ПГИ, вертикального сейсмического профилирования. До получения дополнительных данных моделирование двойной среды является нецелесообразным на данной стадии изученности трещиноватости.

Влияние трещинной среды на геологические запасы незначительно, на показатели разработки – существенно, что обуславливает необходимость продолжения изучения потенциально трещиноватых зон.

¹Aguilera R. Naturally Fractured Reservoirs. – USA, Oklahoma, Tulsa: PennWell Publishing Company, 1995. – 512 p.

¹Aguilera R., *Naturally fractured reservoirs*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1995, 521 p.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ «ПРОПУЩЕННАЯ ЗАЛЕЖЬ»

А.А. Пайвин

(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)

Адрес для связи: PaivinAA@mng.slavneft.ru

Ключевые слова: пропущенная залежь, Западная Сибирь, испытания пластов, открытие новых запасов

Realisation of the program "Missed oil pool"

A.A. Payvin (Slavneft-Megionneftegas JSC, RF, Megion)

This article is devoted actual nowadays problem of finding missed oil pool in producing well stock. From the analysis author is developed algorithm of finding subject, which resources were not on balance, result-based (algorithm is based on) obtained from systematization depending of geographic location fields of Slavneft-Megionneftegas, and depth the coal seam. In the result selected groups of subjects for activities validation theirs oil saturation, testing program was developed. In the result of first test strike oil were obtained, which resources were not on balance. This fact led to work of oil resources accounting, register it on balance, and develop a new pilot project of exploitation.

Keywords: missed oil pool, West Siberia, formation testing, discovery of a new oil resources

Введение

Западно-Сибирская провинция является одной из крупнейших по масштабам нефтегазоносности. Однако число месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, увеличивается с каждым годом. Часть скважин и месторождений становятся нерентабельными, притом, что за годы разработки данных лицензионных участков была сформирована инфраструктура, обеспечивающая бесперебойный процесс добычи нефти и газа предприятий. Отрицательным фактором является также сложившаяся в последние годы экономическая и геополитическая обстановка: снижение стоимости нефти, удешевление национальной валюты, что в свою очередь привело к росту цен на сервисные услуги и неф-

тегазовое оборудование. Но в связи с тем, что цикл падения нефтяных котировок подходит к завершению, перед нами стоит задача не сокращать добычу, а планировать мероприятия по ее наращиванию, в первую очередь в рамках существующих фонда скважин и лицензионных границ.

Таким образом, основная задача программы «Пропущенная залежь» состоит в создании алгоритма поиска и систематизации нефтенасыщенных пластов с целью выявления ранее пропущенных нефтенасыщенных объектов на месторождениях с выстроенной инфраструктурой.

Ежегодно геологической службой ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (рис. 1) по результатам проведения геолого-промысловых исследований и переиспытания пластов открываются новые ранее не

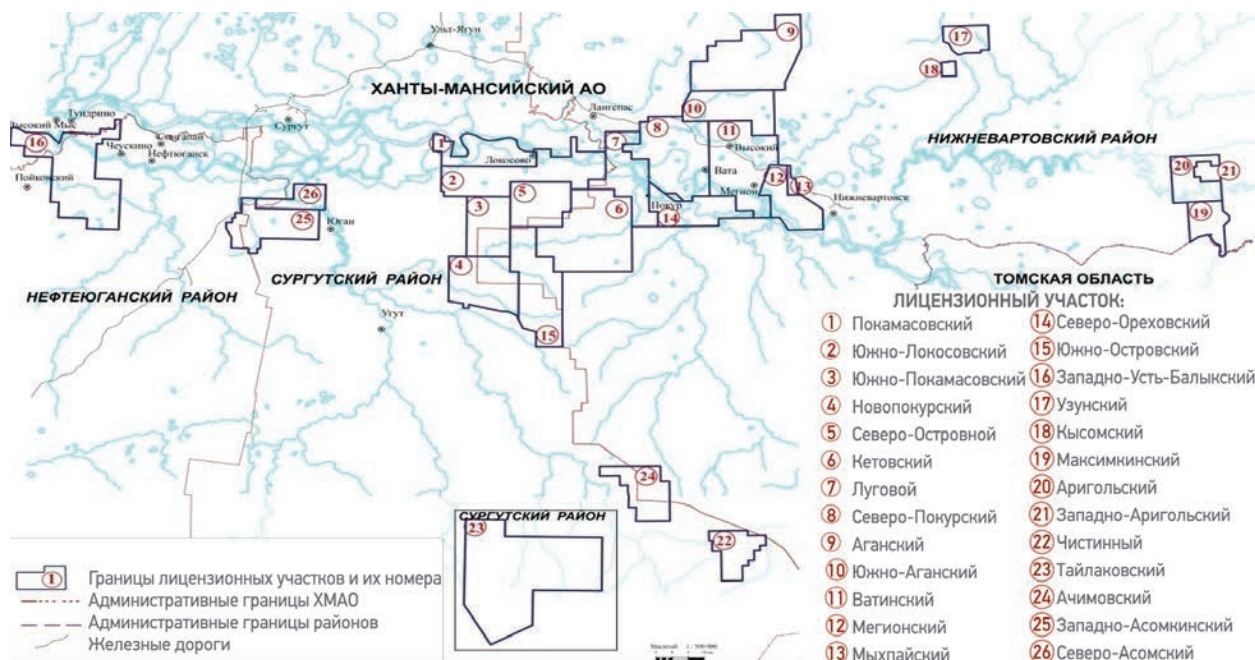


Рис. 1. Обзорная карта месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

разрабатываемые объекты, одновременно наращиваются запасы. Так, в 2015 г. были вовлечены в разработку пласты БВ6 и БВ7 Покамасовского месторождения, пласты ЮС2 и Ач Западно-Асомкинского месторождения, обеспечившие дополнительную добычу 34,1 тыс. т. Эти данные свидетельствуют о возможности новых открытий продуктивных участков в пределах разрабатываемых месторождений в процессе бурения и испытания скважин.

С целью создания алгоритма для поиска пропущенных объектов была разработана программа «Пропущенная залежь», включающая систематизацию месторождений по географическому расположению и нефтенасыщенным пластам по их глубинам залегания (рис. 2) [1, 2]. Выполнена переинтерпретация ГИС и сейсмических данных. Рассмотрены результаты ранее проведенных исследований по скважинам (СО-каротаж, испытания при текущем и капитальном ремонтах). В ходе проведенного анализа были выделены группы пластов для проведения в 2016 г. ГТМ с целью подтверждения их нефтенасыщенности. Одним из них стал пласт БВ10 Южно-Аганского месторождения, запасы которого на 01.01.16 г. не стояли на балансе.

Для проведения испытаний по выделенному объекту была выбрана скв. 111 кп 16 Южно-Аганского

месторождения, на момент проведения текущего ремонта находящаяся в консервационном фонде. Из рис. 3 видно, что пласт БВ10 на Мегионском месторождении является нефтенасыщенным и находится в промышленной эксплуатации, на Южно-Аганском месторождении данный пласт как нефтенасыщенный не описан и его запасы не числятся на балансе. Тем не менее по территориальной близости и геофизическим параметрам пласт БВ10 Южно-Аганского месторождения и пласт БВ10 Мыхпайского месторождения в первом приближении можно считать подобными.

В ходе испытания пласта БВ10 в интервале 2407–2420 м бригадой текущего и капитального ремонтов по скв. 111 кп 16 Южно-Аганского месторождения был получен приток нефти (избыточное давление составляло 4 МПа, стравлено 60 м³ нефти) (рис. 4). Для определения количественного состава и физико-химических свойств пластового флюида в скважину спустили установку электроцентробежного насоса УЭЦН5-30-2150 на 73-мм НКТ на глубину 2150 м, провели отработку скважины в период с 11.09.16 г. по 30.09.16 г. В процессе вывода скважины на режим отобрано 408 м³ жидкости (вода+нефть). Средний дебит жидкости составил 68 м³/сут, нефти – 28 т/сут, динамический уровень – 555 м, обводненность – 52 %.

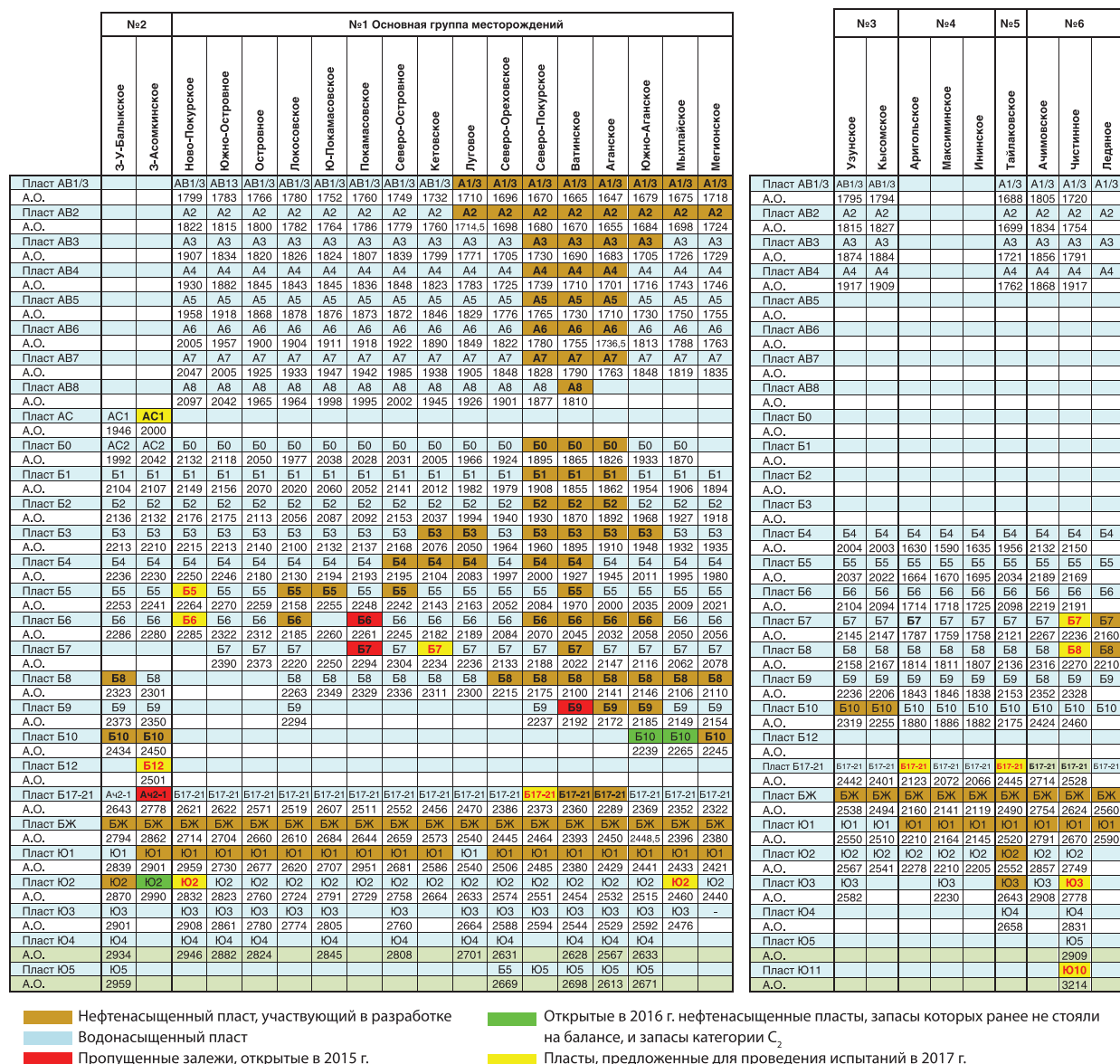


Рис. 2. Системная корреляция пластов по месторождениям ОАО «Славнефть-Мегоннефтегаз»



Рис. 3. Корреляция пласта БВ10 по основной группе месторождений

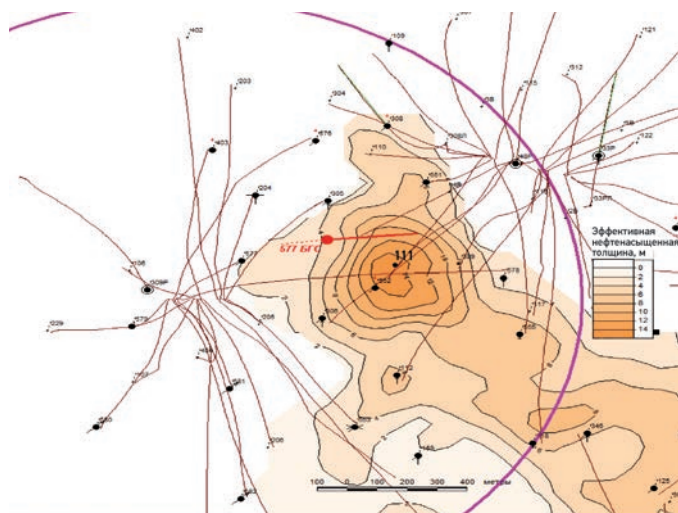


Рис. 4. Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта пласта БВ10 Южно-Аганского месторождения

После этого скважину законсервировали с целью уточнения и постановки запасов на баланс для ее последующей промышленной эксплуатации.

По пласту БВ10 Южно-Аганского месторождения были подсчитаны начальные геологические запасы нефти – 399 тыс. т, а также начальные извлекаемые запасы нефти – 239,4 тыс. т.

Учитывая положительный опыт применения программы «Пропущенная залежь», на 2017–2018 гг. запланировано проведение испытаний более чем на 10 объектах.

Заключение

Полученные данные позволяют сделать вывод о недоизученности месторождений в процессе разработки, а также о возможности обнаружения пропущенных залежей для ввода новых скважин и проведения ГТМ. В данной работе представлены ряд потенциально нефтенасыщенных объектов, а также новый алгоритм анализа и поиска пропущенных залежей, который в дальнейшем даст возможность компенсировать потери вследствие истощения запасов объектов разработки.

Список литературы

1. Трофимук А.А. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1996. – 18 с.
2. Ежова А.В., Тен Т.Г. Литология нефтегазоносных толщин. Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 112 с.

Reference

1. Trofimuk A.A., *Priobskaya neftenosnaya zona Zapadnoy Sibiri* (Priobskaya oil-bearing zone of Western Siberia), Novosibirsk: Publ. of SB RAS, 1996, 18 p.
2. Ezhova A.V., Ten T.G., *Litologiya neftegazonosnykh tolshchin* (Lithology of oil and gas bearing thickness), Tomsk: Publ. of TPU, 2002, 112 p.

ПРИМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРА СОБЕЛЯ ДЛЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

Р.А. Суханов, А.С. Хайдаров

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

Адреса для связи: sukhanov.ra@gazpromneft-ntc.ru
khaydarov.as@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: Собель, фильтр, сейсморазведка

Applying the Sobel filter for tectonic zoning by the example of jurassic sediments in one fields of Slavneft-Megionneftegas JSC

R.A. Sukhanov, A.S. Khaydarov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

There are some of standard search techniques for edge detection on seismic data, but most of them doesn't have enough accuracy. At one of the fields of Slavneft-Megionneftegas JSC standard techniques not allowed to create an accurate tectonic model, were required to connect additional analysis tools to improve the accuracy of prediction of different levels of oil-water contact. One solution was the use of the Sobel filter.

Keywords: Sobel, filter, seismic

Введение

На всех этапах разработки месторождений углеводородов сейсмогеологическое моделирование сталкивается с многочисленными проблемами, обусловленными сложностью геологического строения пласта и уровнем изученности процессов, влияющих на определение стратегии разработки актива. Основой любой современной модели являются данные сейсморазведки, на основе которых возможно обнаружение тектонических элементов. В свою очередь, тектонические элементы позволяют описать и детально обосновать блоковое строение залежи.

В настоящее время существует ряд стандартных методик поиска тектонических границ по данным сейсморазведки, но большинство из них не обладает достаточной точностью. На одном из месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» с активной тектоникой стандартные приемы не позволяли создать достоверную тектоническую модель разлома, требовалось подключить дополнительные средства анализа для повышения точности прогнозирования различных уровней водонефтяного контакта (ВНК). Одним из решений было использование фильтра Собеля.

Математическое обоснование применения фильтра Собеля

Существует несколько методов выделения тектонических границ, наиболее распространенным из них является атрибут когерентности трасс, который на протяжении многих лет зарекомендовал себя как рабочий инструмент. По сравнению с данным методом фильтр (оператор) Собеля позволяет более контрастно выделить область предполагаемых тектонических элементов, подчеркивая мелкие нарушения.

Фильтр Собеля был представлен в 1968 г. И. Собелем и Г. Фелдменом. В алгоритме используется окно для расчета 3x3, которое анализирует входные данные для вычисления приближенных значений производных по горизонтали и вертикали. Следует отметить использование весового коэффициента 2 для средних элементов, который применяется для уменьшения эффекта сглаживания за счет придания большего веса средним точкам

$$k_x = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 2 & 0 & -2 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}, \quad k_y = \begin{bmatrix} -1 & -2 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 1 \end{bmatrix},$$

$$A_{Sobel} = \sqrt{(k_x)^2 + (k_y)^2},$$

где k_x , k_y – окна соответственно по горизонтали и вертикали с их весовыми коэффициентами; A_{Sobel} – входящая информация.

На рис. 1 приведены схемы участков тектонических нарушений, полученные в результате применения атрибута когерентности трасс (а) и фильтра Собеля (б). В обоих случаях виден главный тренд участков,

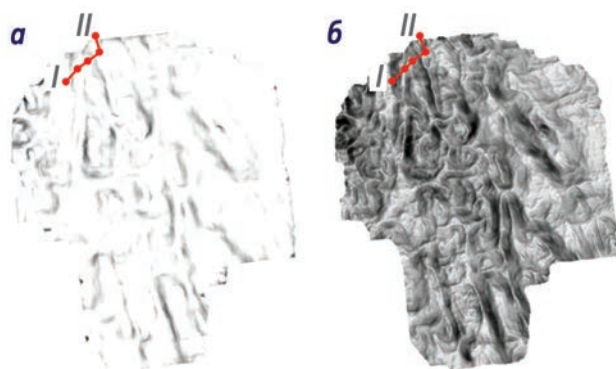


Рис. 1. Участки тектонических нарушений, выявленные в результате применения атрибута когерентности трасс (а) и фильтра Собеля (б) (I–II – профиль схемы корреляции, представленной на рис. 2)

характеризующихся тектоническими нарушениями, но на рис. 1, б видны как главные элементы, так и второстепенные.

Результаты применения фильтра Собеля

Исследуемый геологический объект имеет ряд особенностей: низкое качество данных сейсморазведки 3D, перепад уровня абсолютных отметок ВНК в направлении с северо-запада на юго-восток более 60 м на 20 км, высокая обводненность скважин, запуск скважин с гидроразрывом пласта (ГРП), сложная геолого-тектоническая обстановка. Несмотря на эти особенности, удалось провести тектоническое районирование и обоснование положения ВНК. На основе полученных результатов строилась геологическая модель.

Разный уровень ВНК подразумевает существование неопределенности в строении месторождения (рис. 2). Главное направление тектонических нарушений уверенно выделяется при использовании достаточно распространенных атрибутов когерентности трасс. С помощью фильтра Собеля обнаружены дополнительные разломы ортогонального направления, а также уточнено строение участков пласта с неоднозначными уровнями ВНК.

Следует отметить, что юрские отложения являются целевым объектом изучения и разработки исследуе-

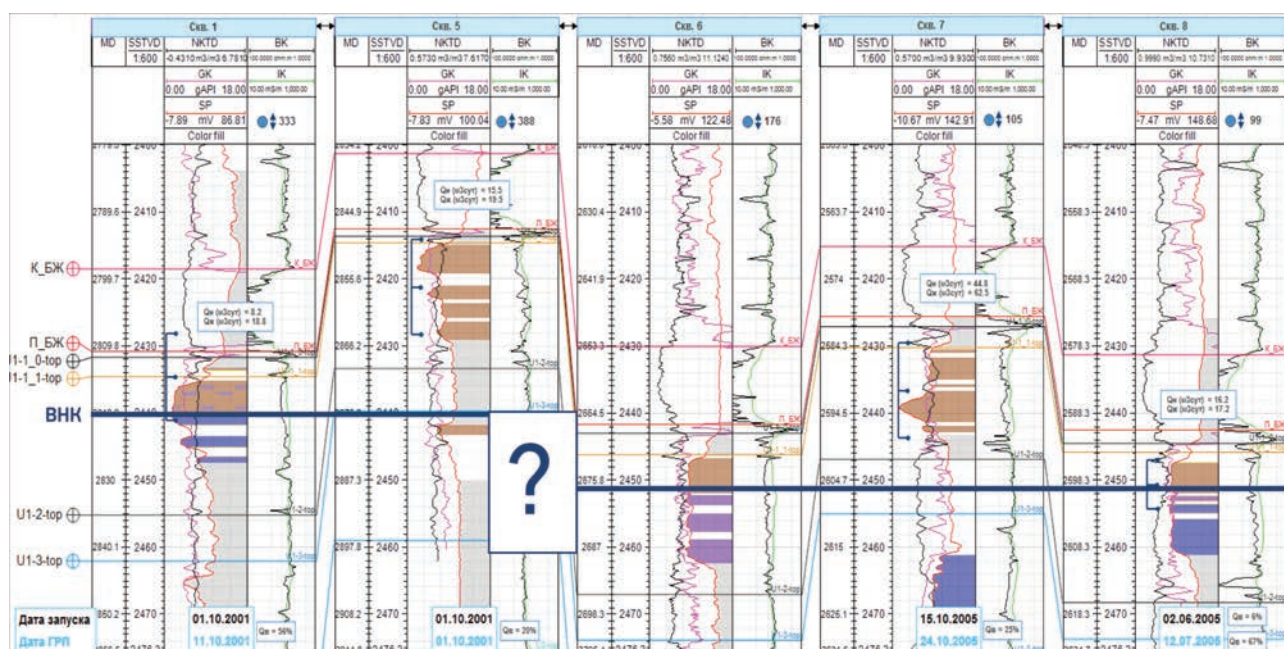


Рис. 2. Схема корреляции по профилю I–II (см. рис. 1)

мого месторождения. Методика Собеля способствовала получению результатов на разных этапах изучения, начиная от оценки тектонической обстановки и заканчивая распределением свойств в геологической модели.

Заключение

Использование комплексного анализа результатов применения атрибута когерентности и фильтра Собеля позволяет с большей достоверностью определить границы тектонических элементов, что немаловажно при создании геологической модели, а также при разработке месторождения.

Через 6 мес с момента прогноза структурно-тектонической ловушки была пробурена скважина (углубленный ствол), подтвердившая результаты расчета по сейсмогеологической модели. Обнаружена новая тектонически экранированная залежь нефти в пласте Ю₁ (рис. 3).

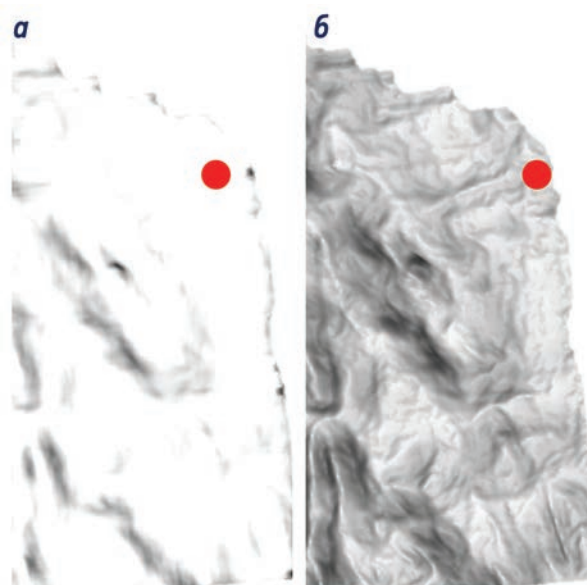


Рис. 3. Участок месторождения с новой тектонически экранированной залежью, определенный в результате использования атрибута когерентности трасс (а) и фильтра Собеля (б) (красной точкой обозначена скважина, подтвердившая результаты расчета по модели)

Список литературы

1. Abbas A., Abbasi H., Shafiq A. Enhancement of subtle features in coherence volumes//SEG Conference paper. – 2015.
2. A faults identification method using dip guided facet model edge detector/ Jianguo Song, Xing Mu, Zhe Li [et al.]/SEG Conference paper. – 2012.
3. Chopra S., Kumar R., Marfurt K.J. Seismic discontinuity attributes and Sobel filtering//SEG Conference paper. – 2014.

Reference

1. Abbas A., Abbasi H., Shafiq A., *Enhancement of subtle features in coherence volumes*, SEG Conference paper, 2015.
2. Jianguo Song, Xing Mu, Zhe Li et al., *A faults identification method using dip guided facet model edge detector*, SEG Conference paper, 2012.
3. Chopra S., Kumar R., Marfurt K.J., *Seismic discontinuity attributes and Sobel filtering*, SEG Conference paper, 2014.

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО БОРТА КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

Е.О. Толмачев, А.Д. Алексеев, К.Г.-М.Н., Е.Н. Главнова, В.В. Жуков

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

Т.Н. Шевчук (ООО «Газпромнефть-Ангара»)

Адрес для связи: Tolmachev.EO@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: нетрадиционные коллекторы, баженовская свита, геологическое моделирование, Красноленинский свод

Creating 3D geological model of the Bazhenov formation of the northeastern slope of the Krasnoleninsky arch

E.O. Tolmachev, A.D. Alekseev, E.N. Glavnova, V.V. Zhukov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg),

T.N. Shevchuk (Gazpromneft-Angara LLC, RF, Saint-Petersburg)

The Bazhenov formation is one of the most promising objects for maintenance and increase of oil production in Russian today. Great attention is paid to instruments of modeling that allow localizing sweet spots for production. The article presents approaches of creating 3D geological model of the Bazhenov formation. Modeling is based on a large amount of factual material, including laboratory studies of core samples, well logs and seismic surveys. Particular attention is paid to the geological concept, which takes a leading role in the modeling process. There are two objects which conclude the largest amount of mobile oil. One of them is represented by siliceous rocks with a primary organic structure. The other one is siliceous-carbonate and phosphate concretions. Areal extent of siliceous rocks is controlled by sediment factors. Siliceous-carbonate and phosphate concretions confined to fault zones. Creating 3D geological model of the Bazhenov formation was made possible by analyzing the vertical and lateral inhomogeneity of unconventional reservoir.

Keywords: unconventional reservoirs, Bazhenov formation, geological modelling, Krasnoleninsky arch

Введение

Высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского существенно биогенного автохтонного генезиса [1] баженовской свиты в настоящее время рассматриваются как один из наиболее перспективных объектов для поддержания и наращивания добычи нефти в России. По мнению большинства специалистов, она является главной нефтематеринской свитой Западной Сибири, по некоторым оценкам в кремнисто-глинистых породах баженовской свиты содержится около 15 % ресурсов нефти всей Западной Сибири [2]. Баженовская свита в качестве подсвиты в составе марьяновской свиты впервые выделена Ф.Г. Гурари в 1959 г., который указал на ее возможную промышленную нефтеносность. По современным представлениям баженовская свита вместе со стратиграфическими аналогами распространена на площади около 1 290 тыс. км², имеет толщину в среднем 35 м и залегает на глубине от 1 до 3,5 км [3]. Коллекторы баженовской свиты начали детально изучать уже в 1983 г. [4]. В настоящее время их принято относить к «нетрадиционным», а саму свиту в последнее время часто рассматривают как аналог североамериканских сланцев, благодаря которым США значительно нарастили объемы

добычи нефти. Вследствие огромных перспектив нефтеносности, сложного литологического состава, «нетрадиционного» типа коллектора большой интерес вызывает разработка подходов к геологическому моделированию баженовской свиты и прогнозу перспективных зон как в региональном масштабе, так и в масштабе месторождения.

Компания «Газпром нефть» проводит системную работу с целью прогноза перспектив нефтеносности и оценки добычного потенциала баженовской свиты с применением самых современных технологий. В статье изложен один из результатов этой работы, связанный с построением трехмерной геологической модели баженовской свиты, в основу которой заложен геологический концепт, сформированный на базе накопленных знаний. В данном случае трехмерная геологическая модель предназначена для решения текущих задач опытно-промышленных работ (ОПР), включающих выявление наиболее перспективных зон для заложения горизонтальных скважин (ГС) с многоступенчатыми гидроразрывами пластов (МГРП); создание основы для проводки ГС и выбора интервалов инициации МРГП; оценку ресурсной базы в районе ГС с МГРП и по всей площади лицензионного участка; формирование основы для гидродинамической модели.

Характеристика объекта моделирования

Для моделирования выбрано одно из месторождений, расположенное на северо-восточном борту Краснотеннинского свода, где согласно стратиграфическим атласам баженовская свита представлена своим аналогом – тутлеймской свитой. В данной работе оба названия будут считаться синонимами. С момента открытия месторождения по настоящее время разрез баженовской свиты вскрывают порядка 60 скважин, за это время проведено более 15 испытаний и отобрано более 380 м керна из интервала баженовско-абалакского комплекса (БАК). Внимание исследователей сразу привлекли промышленные притоки нефти, но к комплексному и системному освоению БАК приступили только в 2013 г. При этом основной задачей геологов стало выделение перспективных пластов в разрезе и оценка их свойств, а также выявление ключевых факторов, контролирующих их латеральную изменчивость, без представлений о которой невозможно создание достоверной трехмерной геологической модели.

В основу геологического концепта положены результаты лабораторных исследований керна и данные промыслово-геофизических исследований 12 скважин. На керновом материале реализована

обширная программа исследований, которая включала определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) до и после экстракции образцов; изучение литологии оптическими и рентгено-структурными методами, а также измерение геохимических параметров. Замерами по газу/керосину до и после экстракции охарактеризованы соответственно 304/388 и 347/577 образцов, геохимическими исследованиями – 335.

Главным результатом исследований керна стало выделение в разрезе баженовской свиты пяти слоев (пачек), различающихся как составом, так фильтрационно-емкостными и геомеханическими свойствами (рис. 1). Сводный геологический паспорт разреза для отложений баженовской свиты северо-восточного борта Краснотеннинского свода представлен на рис. 1.

Пачка I образована горизонтальными чередованиями темно-серых силицитов глинистых низкоуглеродистых (содержание минералов кремнезема составляет более 60 %, органического вещества $C_{орг} < 3$ %) и светло-серых силицитов низкоуглеродистых (содержание минералов кремнезема – более 80 %). Взаимные переходы между литотипами постепенные.

Преобладающая структура пород пелитоморфная и органогенно-пелитоморфная, на фоне которой отме-

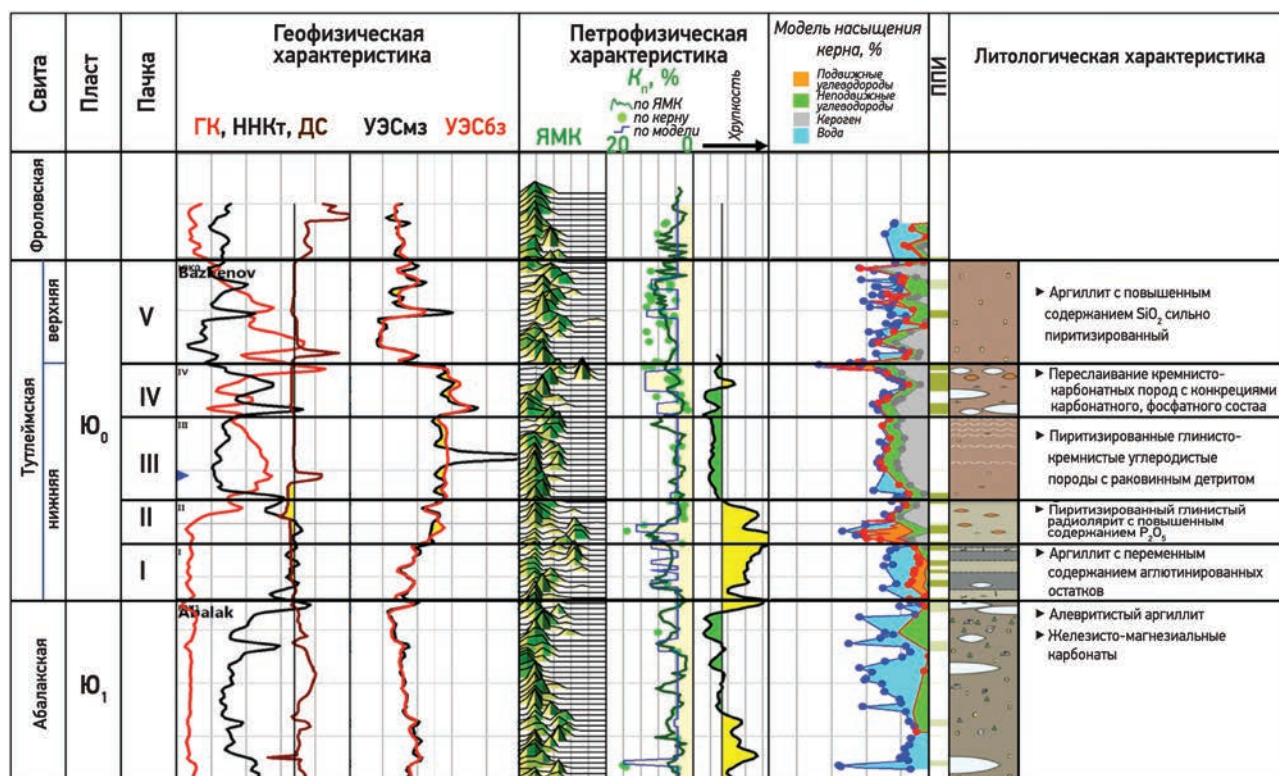


Рис. 1. Сводный геологический паспорт разреза отложений баженовской свиты северо-восточного борта Краснотеннинского свода (ППИ – потенциально-продуктивный интервал; ГК – гамма-каротаж; ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам; ДС – диаметр скважины; УЭС – удельное электрическое сопротивление; ЯМК – ядерно-магнитный каротаж)

чаются остатки былых биопродуцентов – кремневые скелеты радиолярий (до 50 %) в виде мелких светлых сфер диаметром 0,05–0,15 мм.

Пачка II сложена преимущественно темно-бурыми силицитами углеродистыми ($3\% < C_{\text{орг}} < 6\%$) со стяжениями фосфоритов. Вверх по разрезу доля кремневой составляющей возрастает, и в прикровельной части пачки локализуется маломощный слой силицитов светло-серых низкоуглеродистых с биоэзернистой структурой (для остатков радиолярий хорошей сохранности – более 50 %), которые по латерали иногда замещают карбонатизированные силициты низкоуглеродистые темно-серого цвета с реликтовой радиоляриевой структурой.

Пачка III сформирована темно-бурыми глинисто-кремнистыми породами (более 80 %) и силицитами глинистыми, сильноуглеродистыми ($C_{\text{орг}} > 6\%$) с пелитоморфной структурой, массивные или с тонкой горизонтальной слоистостью. Присутствуют округлые стяжения сульфидов, на межслойковых поверхностях отпечатки раковин аммонитов, фосфатизированные остатки морской фауны. В верхней половине пачки выявлены тонкие (до 1,5 см) карбонатные прослои, образованные скоплениями раковинного детрита. Они образуют текстуру тонкого переслаивания.

Пачка IV сложена темно-бурыми глинисто-кремнисто-карбонатными (содержание каждого компонента составляет менее 60 %, любых двух компонентов – менее 80 %) сильноуглеродистыми пелитоморфными массивными породами. Основная вмещающая масса наполнена овальными, шаровидными и уплощенными карбонатными, кремнисто-карбонатными низкоуглеродистыми стяжениями со сферо-микритовой и сферозорчатой структурами. Верхняя часть пачки содержит карбонатно-фосфатные углеродистые породы с зернистой структурой (копролитовые фосфориты), которые образуют линзовидные прослои и округлые желваки.

Пачка V, завершающая разрез баженовского горизонта, сложена глинисто-пиритово-кремнистыми углеродистыми и сильноуглеродистыми пелитоморфными породами темно-бурого цвета с металлическим блеском. Порода с отчетливой горизонтальной микрослоистостью, высоким (до 30 %) содержанием рассеянных микроагрегатов пирита, равномерно распределенных в основной массе породы. На межслойковых поверхностях присутствуют остатки морской фауны.

В состав органических соединений баженовской свиты входят кероген, тяжелые битумоиды и нефтяные углеводороды. Кероген отвечает за остаточный генера-

ционный потенциал породы и обладает высоким потенциалом адсорбции для нефтяных углеводородов. Наибольшими концентрациями керогена характеризуются пачки III и V. По этому критерию их можно отнести к нефтематеринским породам, где все легкие углеводороды в составе керогена адсорбированы и неподвижны. Породы пачек II и IV, наоборот, отличаются относительно низким содержанием керогена и наибольшей концентрацией подвижных углеводородов (см. рис. 1).

Благодаря экстремально низкой проницаемости пород баженовской свиты пластовый флюид хорошо сохраняется в керне, поэтому для подобных отложений перспективны прямые методы измерения насыщенности. Геохимические исследования на аппарате Rock-Eval использовались в качестве прямого метода оценки объемов керогена и сохранившихся в керне углеводородов. Количество улетучившихся углеводородов из керна оценено по пористости, измеренной до экстракции образцов. Если в это значение ввести поправку, учитывающую усадку нефти вследствие ее дегазации, то полученная величина будет определять количество углеводородов, заведомо подвижных в пластовых условиях. Пористость, измеренная после экстракции образцов, характеризует весь объем пустотного пространства. Комбинируя в единицах относительного объема количество нефтяных углеводородов, сохранившихся в керне, и керогена (данные Rock-Eval); углеводородов, улетучившихся из керна, и общий объем пустотного пространства, можно построить объемную модель насыщения, которая представлена на рис. 1. Таким образом, объединяя результаты фильтрационно-емкостных и геохимических исследований можно оценить интервалы разреза с точки зрения подвижности углеводородов и выделить наиболее перспективные для разработки участки, содержащие максимальное количество подвижных углеводородов.

Баженовская свита содержит запасы нефти по всему разрезу от кровли до подошвы, но их количество и доступность для разработки зависят от типов пород и их ФЕС. В условиях ГРП нижний порог нефтеносности, как правило, ФЕС не контролируется, поэтому заключения о перспективности интервала сделаны на основе данных о количестве подвижных углеводородов. Интервалы разреза со значительным содержанием подвижных углеводородов можно ассоциировать с коллектором, остальная часть разреза является резервом, ее добычные способности до конца не ясны.

Основы построения геологической модели

Для геологического моделирования принципиальным является знание ФЕС и типа пустотного пространства коллекторов, которые во многом определяются их генезисом. Коллектор пачки II отождествляется преимущественно с силицитами с первичной органогенной структурой (радиоляритами) и характеризуется поровым (отчасти трещинно-поровым) типом пустотного пространства, что в свою очередь выражается в значительной емкости (K_n в среднем составляет 8,5 %) и низкой проницаемостью ($k_{пр} = 0,04 \cdot 10^{-3}$ мкм³). Наличие подвижной нефти в коллекторе пачки IV связано с уплотненными карбонатными, кремнисто-карбонатными низкоуглеродистыми стяжениями и копролитовыми фосфоритами в верхней части. Этот коллектор обладает меньшей емкостью (K_n в среднем составляет 4,8 %) по сравнению с коллектором пачки II, но на порядок более высокой проницаемостью ($k_{пр} = 0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм³) и характеризуются трещинно-микрокавернозно-поровым типом пустотного пространства.

Качественную трехмерную геологическую модель невозможно построить без представлений о латеральной изменчивости разреза. С этой целью выполнена интерпретация петрофизических данных по всему фонду

скважин изучаемой площади. В связи с тем, что в большинстве скважин из-за отсутствия керновых данных невозможно однозначно определить интервалы разреза, содержащие подвижные углеводороды (т.е. коллекторы), в работе использован методический прием, основанный на использовании промежуточного понятия «потенциально-продуктивный интервал» (ППИ). ППИ однозначно идентифицируются в полях коротажных кривых (см. рис. 1), с высокой вероятностью содержат подвижный пластовый флюид и при ГРП вовлекаются в разработку. Кроме того, генезис ППИ во многом обусловлен первичным седиментационным фактором, что позволяет эти интервалы «протягивать» по площади. На латеральную выдержанность литологического состава ППИ значительно влияют вторичные наложенные процессы, характер которых в разных зонах площади может быть различным. В рамках данной работы принято решение к эффективным толщинам относить толщины всех ППИ. Таким образом, в 61 скважине рассматриваемого месторождения были определены эффективные толщины.

Продуктивность пачки II связана с наличием в ней радиолярита, распространение которого имеет площадной характер, поэтому для прогноза свойств раз-

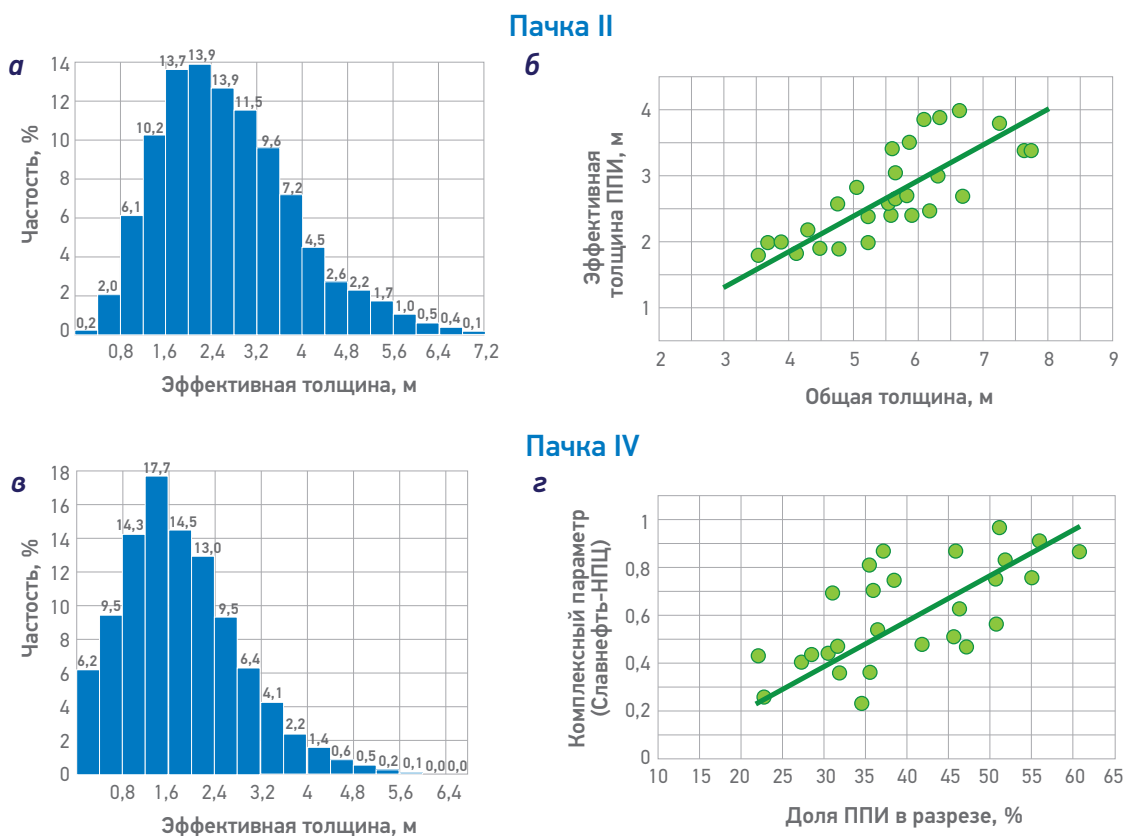


Рис. 2. Прогноз эффективных толщин пачек II (а, б) и IV (в, г)

реза в межскважинном пространстве можно принять, что доля коллектора в пачке II обуславливается только седиментационными процессами. В подтверждение данного факта для этой пачки на рис. 2, а, б приведены распределение эффективных толщин и зависимость эффективной толщины от общей, которая имеет высокий коэффициент корреляции, для пачки II.

Высокая концентрация карбонатного материала в углеродистых осадках пачки IV определила особенности диагенетических процессов, приведших к образованию карбонатных и фосфатных стяжений, которые впоследствии претерпели эпигенетическое преобразование, вследствие чего сформировалось вторичное пустотное пространство. Данные процессы протекали наиболее интенсивно вблизи разломов, которые служили каналами для фильтрации гидротермальных растворов. Таким образом, эффективные толщины ППИ в пачке IV определяются близостью разломов, наиболее развитых в апикальных частях исследуемой площади. Для прогноза коллекторов в интервале данной пачки использовался комплексный параметр, который объединяет два волновых поля: энергию рассеянных волн и плотность синергетической сингулярности поля когерентности отраженных волн (рис. 2, г) и характеризует близость к разломам. Концептуальная модель геологического строения разреза приведена на рис. 3.

Распределение ППИ по площади в пачках I, III и V не носит закономерного характера, поэтому для про-

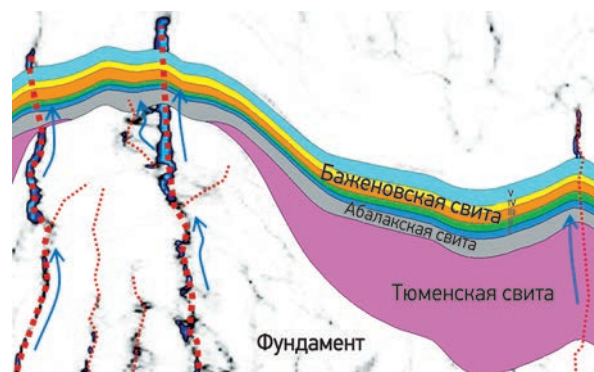


Рис. 3. Концептуальная модель геологического строения баженовской свиты

гноза использовались стохастические методы, позволяющие получать равновероятные распределения, соответствующие фактическим данным. При этом доля ППИ в разрезе указанных пачек незначительна.

Заключение

Таким образом, создана трехмерная геологическая модель баженовской свиты, учитывающая большой объем геолого-геофизической, промысловой и геохимической информации. Она отражает характерные особенности геологического строения объекта, которые необходимо учитывать при планировании ОПР. Построенная модель может использоваться для оценки ресурсной базы, локализации наиболее перспективных областей, в качестве основы для гидродинамической модели, корректировки точек заложения скважин и выбора интервалов проводки горизонтальных участков.

Список литературы

1. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность) / Ю.В. Брадучан, Ф.Г. Гурари, В.А. Захаров [и др.] – Новосибирск: Наука, 1986. – 217 с.
2. Нефтегазосность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатский, А.Я. Мalykhin [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
3. Батурин Ю.Е. Бажен без льгот так им и останется // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 12.
4. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Под. ред. Т.В. Дорофеевой. – Л.: Недра, 1983. – 131 с.

Reference

1. Braduchan Yu.V., Gol'bert A.V., Gurari F.G. et al., *Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri* (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost') (Bazhenov horizon of Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil bearing)), Novosibirsk: Nauka Publ., 1986, 217 p.
2. Nesterov I.I., Ushatinskiy I.N., Malykhin A.Ya. et al., *Neftgazosnost' glinistykh porod Zapadnoy Sibiri* (Oil and gas bearing in Western Siberia clay rocks), Moscow: Nedra Publ., 1987, 256 p.
3. Baturin Yu.E., *Bazhen without benefits since Bazhen remain* (In Russ.), *Neftgazovaya vertikal'*, 2010, no. 23–24, p. 12.
4. *Kollektory nefi bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* (Oil collectors of the Bazhenov Formation of Western Siberia): edited by Dorofeeva T.V., Leningrad: Nedra Publ., 1983, 131 p.

ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ВЕРХЕСАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.С. Корочкина

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

Адрес для связи: Korochkina.NS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сейсмогеологическая модель, ачимовские отложения, шельфовые отложения, клиноформа, отражающий горизонт

Achimov subsurface seismo-geological model building of Upper Salym field

N.S. Korochkina (Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen)

The seismo-geological model building methodology of achimovsky deposits has been presented in Upper Salym field. The job is done based on 3D seismic and geological model complexing with the using sedimentological, core and log interpretation. At a later stage this model was used for reservoir properties modeling.

Keywords: seismo-geological model, achimovsky deposits, shelf sediments, clinoform, reflector

Введение

В настоящее время по многим западносибирским длительно разрабатываемым месторождениям добыча снижается, а открытие новых перспективных традиционных залежей является маловероятным. Поэтому геологи обращаются к объектам, которые ранее считались нерентабельными. Ввод их в эксплуатацию может дать новые перспективы месторождениям, находящимся на поздних стадиях разработки. Доразведка месторождений позволит снизить геологические риски, обусловленные низкой степенью изученности второстепенных пластов.

Так, сегодня планируются к вводу в разработку ачимовские пласты, распространенные не повсеместно, сложенные мелкозернистыми песчаниками низкой проницаемости, часто заглинизированными. Эти пласты по своим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и эффективным толщинам относятся к объектам с трудноизвлекаемыми запасами.

Современные усовершенствованные методы повышения нефтеотдачи могут помочь решить многие проблемы, возникающие при пробной разработке таких пластов, и получить рентабельные дебиты. Кроме того, разработке этих объектов будет способствовать наличие полноценной инфраструктуры, благодаря которой себестоимость добытого сырья может быть существенно снижена. Пониженные ставки налога при добыче трудноизвлекаемой нефти

также делают разработку таких активов более привлекательной.

Построение модели ачимовской толщи Верхнесалымского месторождения

На Верхнесалымском месторождении модель ачимовской толщи была построена еще в 90-х годах XX века и не менялась, так как объект считался нерентабельным. Пласты характеризуются значительной неоднородностью ФЕС.

Границы ачимовских пластов коррелировались по данным скважин и 2D сейсморазведки в плоскопараллельном варианте. Проницаемые пласты стратиграфически присутствовали во всем объеме клиноформы. Предыдущая корреляция ачимовских пластов была проведена по принципу объединения похожих фациальных ассоциаций в одно геологическое тело. Так, в один объект были включены низы средней части и нижняя часть всех конусов выноса, образовавшихся за время формирования клиноформного комплекса. В другой объект вошли фациальные ассоциации верхних и средних частей конусов выноса и фации межканальных отложений. Объединение тел проводилось в зависимости от высоты залегания, рассчитанной от баженовской свиты.

С учетом полученной дополнительной информации (данных бурения, сейсморазведки 3D и изучения керны) построена новая модель ачимовских отложе-

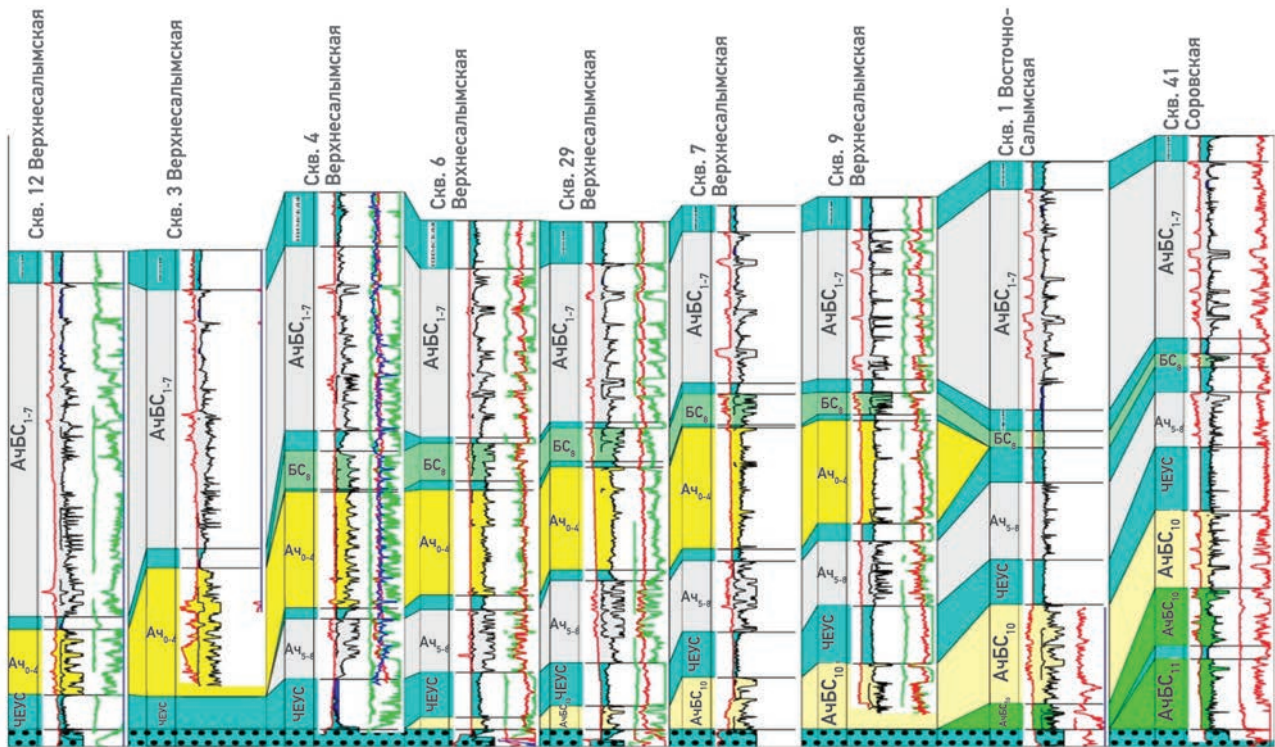


Рис. 1. Схема корреляции ачимовских пластов Верхнесалымского месторождения

ний. В настоящее время в пределах лицензионного участка выделены три ачимовские толщи: АЧ(БС₇), АЧ(БС₈₋₉) и АЧ(БС₁₀), находящиеся в циклитах БС₇, БС₈₋₉ и БС₁₀, которые разделены региональными глинистыми пачками: сармановской и чеускинской (см. рис. 1, 2).

Продуктивными являются только пласты АЧ(БС₈₋₉). В волновом поле сверху данные отложения ограничены региональным отражающим горизонтом (ОГ) НБС₈, который приурочен к отложениям пласта БС₈, нефтеносность которых в шельфовой части также доказана в пределах площади работ. Снизу пласты ограничены региональным ОГ Нчеус – чеускинской глинистой пачкой циклита БС₁₀ (рис. 1, 2).

Только в циклите БС₈₋₉ нефтеносность доказана в шельфовой и клиноформной частях. Резервуар БС₈₋₉ включает песчано-алевритовые пласты БС₈ и БС₉ и их ачимовские аналоги. Подошвой резервуара служит чеускинская глинистая пачка, покрывшей – сармановская пачка (рис. 2).

На пропорциональных срезах сейсмического куба в интервале НБС₈–Нчеус (рис. 3) отображается строение данных отложений в виде перекрывающихся конусов выноса различного ранга, распространяющихся полосой, параллельной бровке палеошельфа пласта БС₈ и распределительных каналов, занимающих центральную полосу и имеющих субперпендикулярное направление по отношению к бровке палеошельфа пласта

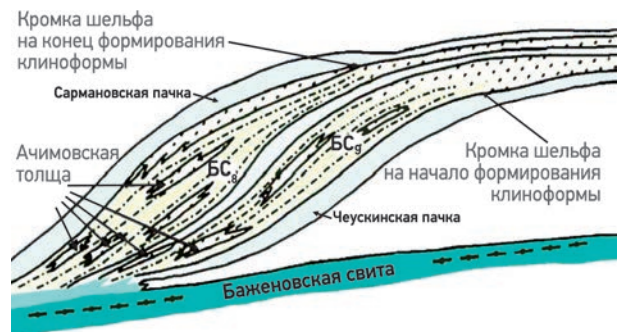


Рис. 2. Схема строения нефтегазоносного резервуара БС₈₋₉. Чеускинский субрегиональный клиноциклит [1]

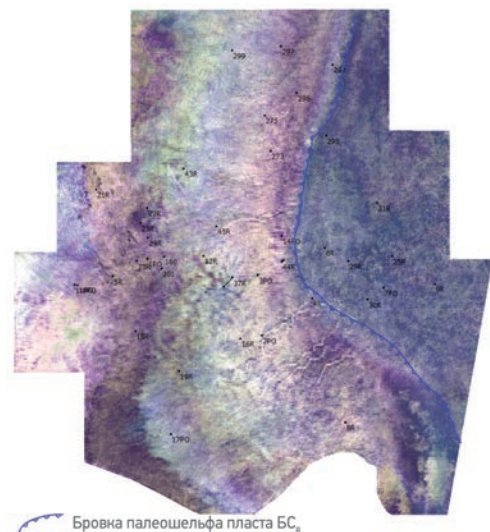


Рис. 3. Срез кубов спектральной декомпозиции (частоты 18, 27, 33 Гц) RGB в интервале ачимовской толщи циклита БС₈₋₉

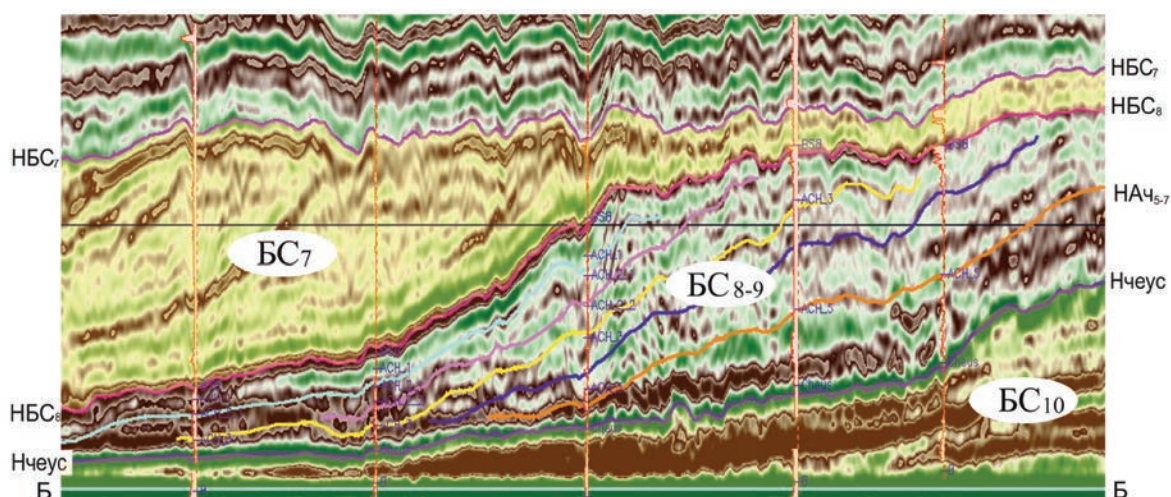


Рис. 4. Пример прослеживания отражающих границ ачимовской толщи по кубу амплитуд

БС₈. Стратиграфическая кровля пласта БС₈ по комплексу геофизических исследований скважин выделяется весьма четко. Кровля пласта перекрывается сармановской пачкой тонкоотмученных глин. Данная граница является также региональным сейсмическим репером. Затруднения при корреляции пласта вызывало выделение его подошвы. Последняя была определена по керновым данным в скважине, расположенной в шельфовой части отложений. В качестве подошвы выбрана граница смены фациальной обстановки осадконакопления. Наличие склоновых терригенных отложений непосредственно под шельфовыми и повсеместное развитие конусов выноса свидетельствуют об их формировании в условиях лавинного осадконакопления.

В связи со сложным строением толщи и невозможностью однозначного определения стратиграфических границ ачимовских пластов по скважинным данным их идентификация основывалась на сейсмических данных. Корреляция отраженных волн выполнялась исходя из принципов фазовой корреляции ОГ, а также общего представления о формировании неокских отложений Западной Сибири (рис. 4). В результате выявлено восемь ачимовских ОГ, которые через усредненную скоростную модель, полученную при сейсмогеологическом моделировании каждой скважины, вскрывшей интервал циклита в полном объеме и закрепленной в его кровле (ОГ НБС₈) и подошве (ОГ Нчеус), переводились в глубинную область. Эти поверхности были использованы в качестве априорной информации при выделении и корреляции ачимовских пластов на каротажных диаграммах. Таким образом, был получен первый вариант литолого-стратиграфических границ ачимовских пластов. Эти данные были перенесены на временные разрезы,

затем с их учетом выполнена корректировка ОГ. Процесс согласования корреляции сейсмических границ и данных скважин выполнялся неоднократно. В итоге после нескольких итераций и устранения всех неопределенностей была получена сейсмогеологическая модель ачимовской толщи циклита БС₈₋₉. Отложения конуса выноса были разделены на верхнюю, среднюю и нижнюю части. В дальнейшем в соответствии с характером насыщения и принадлежностью к разным циклитам некоторые пласты были объединены в один объект разработки. В результате получено четыре объекта.

Границы проницаемой части конусов выноса проведены по сейсмическим атрибутам с калибровкой на скважинные данные. Было проанализировано большое число атрибутов как на качественном, так и на количественном уровнях. Тем не менее границы проницаемых тел были выделены не по всем пластам. Для этих пластов было отобрано по три атрибута, имеющих наиболее тесную связь с данными скважин и качественным визуальным отображением геологического строения отложений. Зависимые между собой атрибуты отбраковывались. Таким образом, было сформировано многомерное признаковое пространство, в котором затем рассчитывались карты сейсмофаций на основе нейронных сетей Кохонена, реализованные в ПО Stratimagic компании Paradigm. Выбор числа выделяемых классов проводился итерационно – от 12 до 3. Наиболее закономерный и объяснимый в геологическом плане результат получен при пяти классах, где граница определяется более уверенно и однозначно (рис. 5).

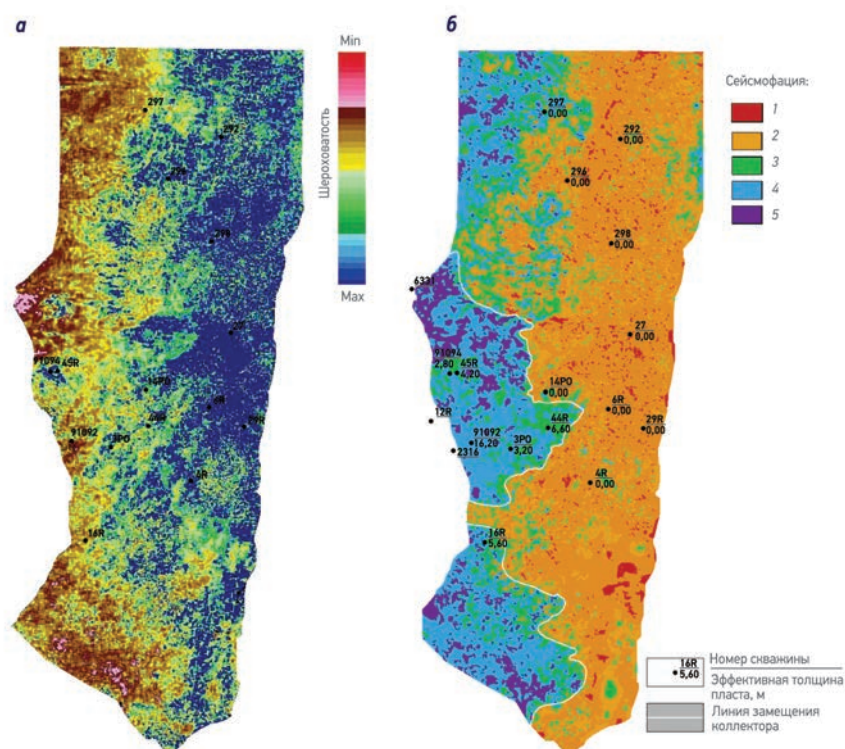


Рис. 5. Пример выделения проницаемой части ачимовского пласта $Ач_2^2$ по картам шероховатости (а) и сейсмичности (б)

Заключение

В результате выполненной работы получено адекватное представление о строении ачимовских отложений, соответствующее имеющимся данным, оценены геологические и экономические риски, составлена технологическая схема разработки ачимовских отложений Верхнесалымского месторождения. Запланирована пробная эксплуатация.

Автор выражает благодарность С.А. Предеину, руководителю направления по оценке качества запасов компании ООО «Газпромнефть НТЦ», за творческое сотрудничество и помощь в написании статьи.

Список литературы

1. Геологическое строение и нефтегазонасыщенность неокомского комплекса Ханты-мансийского автономного округа: атлас/ С.Л. Белоусов, Г.В. Береснева, Н.Н. Большакова [и др.]. – Ханты-Мансийск: НАЦ РН, 2007. – 191 с.
2. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (Терригенные коллекторы). – Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 155 с.
3. Baraboshkin E.J. Sedimentological study of Achimov (Akhskaya) Formation in wells US44, US45, WS1056, WS2156 of Salym Group Oilfields. – Moscow: 2012. – 40 p.
4. Сафонов А.С., Кондратьева О.О., Федотова О.В. Поиск неантиклинальных ловушек углеводородов методами сейсморазведки. – М.: Научный мир, 2011. – 512 с.
5. Седиментационные комплексы неоккома Широкого Приобья (Западная Сибирь)/ Г.Д. Ухлова, А.И. Ларичев, Н.В. Мельников, И.М. Кос// Бюллетень МОИП. Отдел геологический – 2004. – Т. 79. – Вып. 1. – С. 14–21.

References

1. Belousov S.L., Beresneva G.V., Bol'shakova N.N. et al., *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' neokomskogo kompleksa Khanty-mansiyskogo avtonomnogo okruga: atlas* (Geological structure and oil and gas potential of the Neocomian complex of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug: atlas), Khanty-Mansiysk: Publ. of V.I.Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil, 2007.
2. Baraboshkin E.Yu., *Prakticheskaya sedimentologiya (Terrigennye kolektory)* (Practical sedimentology (Terrigenous reservoirs)), Tomsk: Publ. of TPU, 2007.
3. Baraboshkin E.J., *Sedimentological study of Cherkashin and Achimov (Akhskaya) Formations in wells WS1090, WS1500, WS1565, WS7532, SVA9045, SVA6331, US2316, US8342, US23310 of Salym Group Oilfields*, Moscow, 2012, 40 p.
4. Safonov A.S., Kondrat'eva O.O., Fedotova O.V., *Poisk neantiklinal'nykh lovushek uglevodorodov metodami seysmorazvedki* (Search for non-anticlinal traps of hydrocarbons by seismic methods), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2011.
5. Ukhlova G.D., Larichev A.I., Mel'nikov N.V., Kos I.M., *Sedimentation complexes of the Neocomian of the Ob River Region (Western Siberia)* (In Russ.), Byulleten' MOIP. Otdel geologicheskii, 2004, V. 79, no. 1, pp. 14–21.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ЗАСОЛОНЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ

Ш.В. Мухидинов, к.т.н.

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

В.С. Воробьев, к.г.-м.н.

(ООО «Газпромнефть-Ангара»)

Адрес для связи: mukhidinov.ShV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: галитизация порового пространства, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), чувствительность геофизических исследований скважин (ГИС) к изменению минералогического состава пород, эффективность комплекса ГИС

Methodical features of petrophysical study salinization clastic rocks of oil and gas fields Chong Group

Sh.V. Mukhidinov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg),
V.S. Vorobyev (Gazpromneft-Angara LLC, RF, Saint-Petersburg)

The paper presents methodological solution to the problem of studying petrophysical reservoir properties salinization clastic rocks. The proposed approaches are based on the results of the special experimental studies of rocks and analyze log curves. The possibility of solving a different composition of log. The efficiency of the log data.

Keywords: salinization pore space, reservoir properties, log data sensitivity to changes in the mineralogical composition of the rocks, the efficiency of the log data

Введение

Успешность прогнозирования перспективных участков для бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин определяется минимизацией рисков и неопределенностей на каждом этапе принятия бизнес-решений по освоению месторождений. Важной задачей является повышение достоверности результатов на этапах петрофизического, геологического и гидродинамического моделирования. Петрофизическое моделирование и изучение свойств коллекторов методами геофизических исследований скважин (ГИС) – одна из ключевых стадий изучения залежей, поскольку все последующие этапы геолого-разведочных работ (ГРП) и разработка месторождений непосредственно зависят от достоверности прогноза подсчетных параметров по данным ГИС.

Проблема изучения свойств засоленных терригенных коллекторов (объекты B_{10} и B_{13}) Чонской

группы месторождений обусловлена прежде всего их сложным минеральным составом. Терригенные породы относятся к вендским отложениям и представлены базальными конгломератами, гравелитами, песчаниками разнозернистыми, алевролитами и аргиллитами. Они залегают на кристаллическом фундаменте, местами метаморфизованном, общие толщины пластов варьируются от первых до десятков метров [1, 2]. Сформированные в условиях сноса обломочного материала временными потоками породы на стадии катагенеза подверглись вторичным изменениям. Основным постседиментационным фактором является засоление порового пространства, в значительной степени влияющее на эффективные толщины пластов, их коллекторские свойства и продуктивность скважин [3, 4]. В связи с этим изучение влияния солей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и продуктивность терригенных коллекторов определяет актуальность данной работы.

Исследование керна

Обоснованность решения той или иной задачи при петрофизическом моделировании зависит от степени изученности керна материала исследуемого объекта. Исследование засоленных пород по специальной программе проводилось в рамках научно-исследовательских работ, которые охватывали все терригенные объекты лицензионных участков Чонской группы месторождений. Проведены петрофизические, литологические, химические и другие исследования керна. Коллекция керна по 13 скважинам в рамках специально разработанной программы содержит 453 образца, отобранные изолированным способом из скважин, пробуренных в том числе с применением бурового раствора на углеводородной основе.

Выполненные работы включали оценку ФЕС, определение содержания галита, изучение петрофизических и прочностных свойств засоленных и обессоленных пород, петрографических и литологических характеристик объекта. На части коллекции проведены потоковые эксперименты по изучению относительной фазовой проницаемости (ОФП), определению коэффициента вытеснения и др.

Исследования галита, располагающегося в порах и не участвующего в формировании скелета породы [3], осуществлялись четырьмя независимыми способами. Первый заключался в измерении открытой пористости K_n по газу, воде и керосину до $K_n^{до}$ и после $K_n^{после}$ отмыва порового пространства от галита. По величине $\Delta K_n = K_n^{после} - K_n^{до}$ определялось содержание солей. Эти результаты контролировались вторым способом – измерением массы, объемной и минералогической плотностей до и после обессоливания. Третий и четвертый способы выполнялись на торцевых обломках керна методами рентгеноструктурного (РСА) и гранулометрического (ГА) анализов. При проведении ГА доля галита оценивалась путем определения потери массы Δm навески при промывке дистиллированной водой. Хорошая сходимость результатов по оценке доли галита получена по ΔK_n и данным ГА. Результаты определения Δm стандартных образцов и данные РСА систематически различаются. Установлено, что наиболее надежными являются данные, полученные по ΔK_n .

Оценка массы стандартных образцов подвержена искажению за счет потери зерен при отмывке, поскольку галит также выполняет функцию цемента, а данные РСА занижены из-за использования в экс-

периментах пород мелких фракций, где часть галита теряется за счет увеличения открытой удельной поверхности при пробоподготовке. Необходимо отметить, что погрешность определения доли галита увеличивается при содержании галита $K_{\text{галит}} < 5\%$.

Анализ чувствительности методов ГИС к изменению минерального состава пород

С целью обоснования методики построения объемной литологической модели по данным ГИС был проведен анализ их чувствительности к изменению минерального состава пород. В состав типового и расширенного комплексов ГИС входят акустический (АК), нейтронный (НК) и плотностной (ГГКп) каротажи. Привлечение данных интегрального гамма-каротажа (ГК) оказалось неэффективным, поскольку в разрезе присутствуют аномально радиоактивные гравелиты и крупнозернистые песчаники, высокая радиоактивность которых обусловлена наличием в них монацита, содержащего торий (Th).

По результатам анализа установлено, что содержание глинистых минералов и галита значительно влияет на измеряемое интервальное время пробега упругой волны ΔT образца (рис. 1, а). На рис. 1, б приведена зависимость объемной плотности δ от K_n . Связь для песчано-глинистых пород имеет достаточно тесную корреляцию. С появлением в породе солей со значительно отличающейся минералогической плотностью объемная плотность породы отклоняется от линии тренда песчано-глинистых образцов (при той же пористости). Такое отклонение подчеркивает чувствительность объемной плотности к наличию этих минералов (см. рис. 1, б).

Чувствительность нейтронной пористости w (водородосодержание) к галиту и ангидриту незначительна, однако глинистые минералы за счет высокого водородного индекса вносят ощутимый вклад в общую нейтронную пористость (рис. 1, в).

Очевидно, что индивидуальное использование методов АК, ГГКп и нейтронного каротажа (НК) для оценки пористости приведет к большим погрешностям. Определение K_n методом АК будет надежным только в «чистых» песчаниках (неглинистых и незасоленных), методом ГГКп – в глинисто-песчаном разрезе без солей, а методом НК – в неглинистых песчаниках. Таким образом, для оценки K_n по разрезу необходимо использовать комплексный подход, учитывающий содержание минералов в породе, в том числе глины и галита.

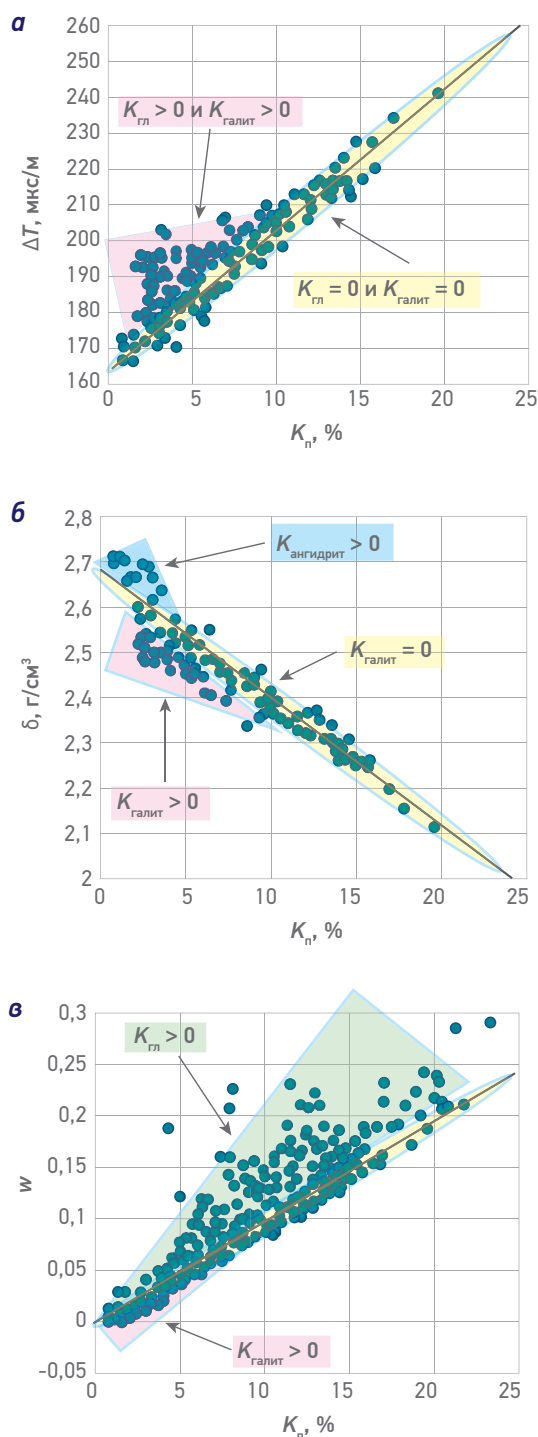


Рис. 1. Сопоставление интервального времени пробега упругой волны ΔT (а), объемной плотности δ (б) и нейтронной пористости w (в) с открытой пористостью K_n горных пород

Поскольку в скважинах исследуемых месторождений не всегда выполняются все три вида каротажа (АК, ГГКп, НК), была проанализирована эффективность использования парных методов: АК – НК, АК – ГГКп, ГГКп – НК. Сравнение с данными анализа керна показывает, что наиболее эффективен комплекс ГГКп – НК.

Анализ влияния галита на ФЕС пород

На основании данных по Чонскому проекту и Верхнечонскому месторождению установлено, что засоление – это вторичный процесс, протекавший уже после формирования терригенных пластов, но до и в процессе конечного заполнения ловушек углеводородами [5]. Основными факторами, определяющими галитизацию пород, являются палеотектоническая активность района [6], близость к разломам, вдоль которых проходила миграция солей, и гидродинамическая связь песчаных тел с зонами нисходящей фильтрации высокоминерализованных рассолов.

Исследование влияния содержания галита на ФЕС показывает, что галит осаждался в породах с высокими коллекторскими свойствами. При этом абсолютная проницаемость горных пород уменьшалась до 5 порядков, а снижение пористости составляло до 80 % и более. При таком изменении ФЕС породы теряли свои коллекторские свойства. Анализ связи объемного содержания галита $K_{\text{галит}}$ и коэффициента объемной глинистости $K_{\text{гл}}$ позволяет сделать вывод о том, что глинистые песчаники и гравелиты менее подвержены засолению и в целом сохраняют свои исходные коллекторские свойства.

Ухудшение ФЕС за счет галитизации отражается и на продуктивности скважин, поэтому данный фактор необходимо учитывать. В связи с этим были проведены специальные эксперименты на образцах горных пород, отобранных из засоленных и незасоленных интервалов. Полученные результаты показали, что засоление порового пространства приводит к увеличению остаточной водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ (рис. 2). Возможно, при галитизации уменьшается

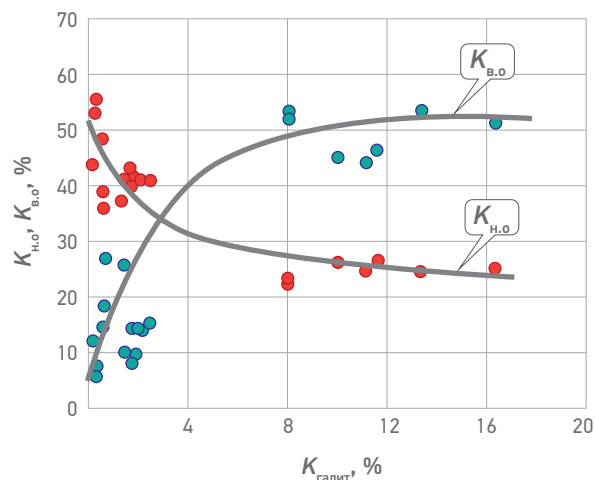


Рис. 2. Зависимость остаточной водонасыщенности $K_{\text{в.о}}$ и остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{н.о}}$ от содержания галита $K_{\text{галит}}$

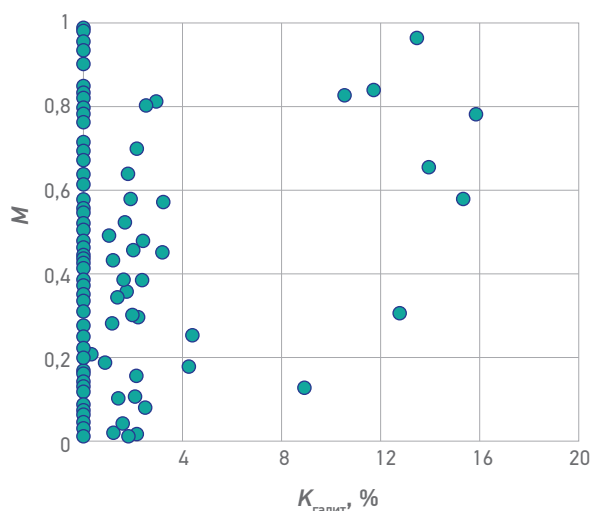


Рис. 3. Зависимость показателя смачиваемости M от содержания галита $K_{\text{галит}}$

размер пор и поровых каналов, за счет чего возрастают капиллярные силы, удерживающие воду. По данным исследования коэффициента вытеснения нефти водой остаточная нефтенасыщенность $K_{\text{н.о}}$ с ростом галитизации порового пространства уменьшается. Объяснением такой связи отчасти могут служить результаты изучения показателя смачиваемости M . Из рис. 3 видно, что показатель смачиваемости

пород изменяется от 0 до 1. Это свидетельствует о наличии гидрофильных, гидрофобных пород, а также пород смешанной смачиваемости. В целом отмечается тенденция увеличения смачиваемости с ростом галитизации.

Распределение остаточных флюидов в поровом пространстве по степени засоления обуславливает необходимость учета доли галита при обосновании количественных критериев выделения коллекторов. Как правило, эти критерии (граничные величины $K_{\text{п}}$ и коэффициента проницаемости $k_{\text{пр}}$) определяются при нулевой динамической пористости $K_{\text{п.д}}$. Расчеты показывают, что с увеличением доли галита в поровом пространстве значение граничной пористости $K_{\text{п}}^{\text{гр}}$ уменьшается. В отличие от $K_{\text{п}}^{\text{гр}}$ значение граничной проницаемости $k_{\text{пр}}^{\text{гр}}$ с ростом содержания галита увеличивается (рис. 4). Такое изменение граничных значений указанных параметров было установлено и по результатам анализа фотографий шлифов.

Зависимость $K_{\text{п}}^{\text{гр}}$ и $k_{\text{пр}}^{\text{гр}}$ от степени галитизации позволяет более уверенно определять эффективные толщины $H_{\text{эф}}$.

Степень галитизации порового пространства горных пород позволяет детализировать и фильтрацион-

ную модель коллекторов. В фильтрационной модели степень галитизации и глинизации удобнее всего выражать через время пробега продольной волны ΔT . Такая детализация приведена на рис. 5.

Интересным фактом при этом является то, что засоленные породы при прочих равных условиях характеризуются относительно высокими значениями $k_{\text{пр}}$ по сравнению с незасоленными породами. Следовательно, засолению подвергались в основном крупные поры, что привело к существенному снижению пористости, но при этом распределение галита существенно не усложнило структуру порового пространства пород.

При прочих равных условиях для засоленных пород наблюдается повышение фазовой проницаемости для нефти (рис. 6). При этом фазовая проницаемость для воды для засоленных пород ниже, чем для незасо-

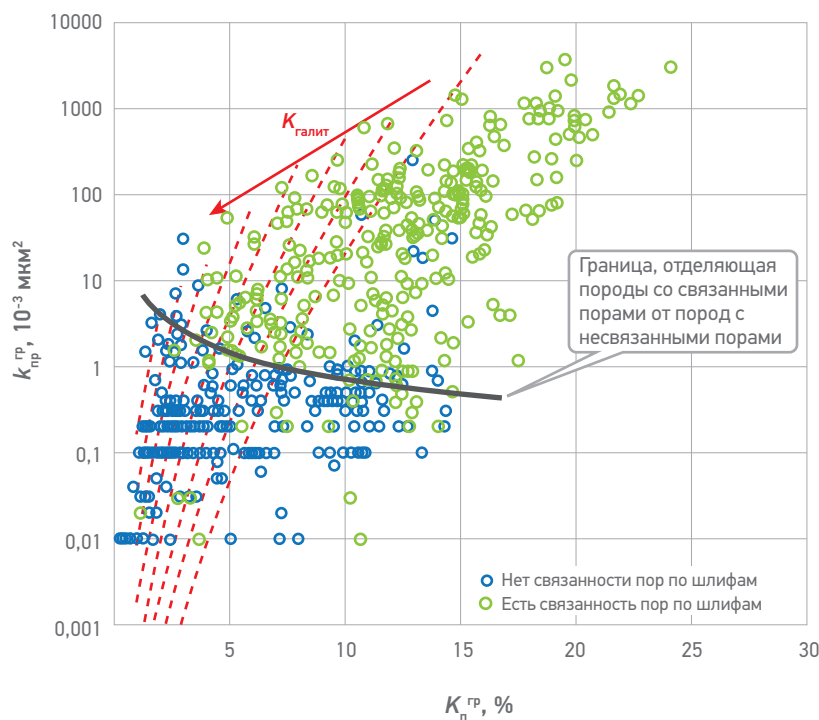


Рис. 4. Зависимость граничных значений пористости и газопроницаемости от степени засоления порового пространства горных пород венда

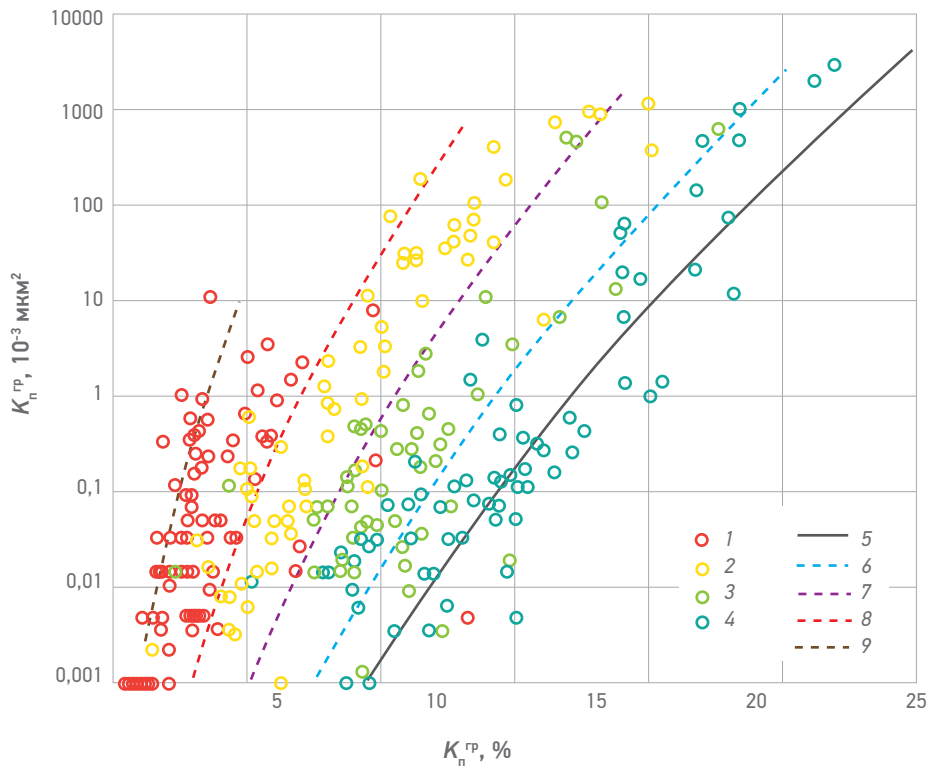


Рис. 5. Корреляционная зависимость абсолютной газопроницаемости $k_{пр}$ от открытой пористости K_n для терригенных отложений пластов B_{10} - B_{13} :
1, 2 – засоленные породы с ΔT , равным соответственно 180–200 и 200–220 мкс/м; 3, 4 – породы с ΔT , равным соответственно 220–240 и более 240 мкс/м; 5 – линия тренда для пород с $\Delta T > 240$ мкс/м; 6, 7, 8, 9 – граница пород с ΔT , соответственно равным 240, 220, 200, 180 мкс/м

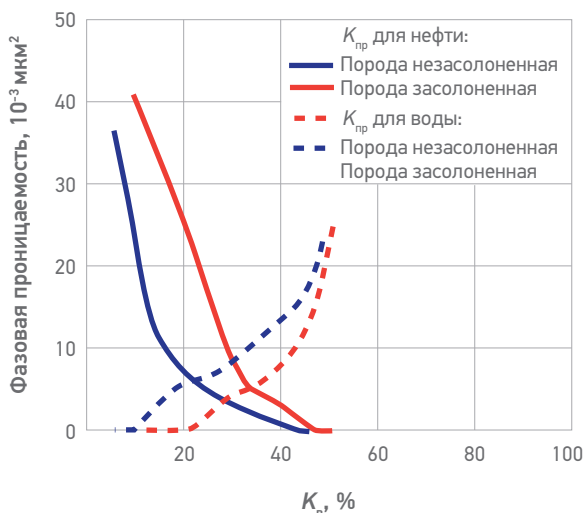


Рис. 6. Пример изменения фазовой проницаемости для нефти и воды для засоленных и незасоленных пород терригенных отложений пластов B_{10} - B_{13}

лоненных. Следует отметить, что для засоленных пород водонасыщенность K_v при равенстве фазовых проницаемостей для нефти и воды выше. Это может свидетельствовать о влиянии галитизации на характер насыщенности коллекторов.

Приведенные результаты петрофизического анализа чувствительности коллекторских свойств к содержанию галита показывают необходимость прогноза данного параметра. Оценка содержания галита и учет его влияния на ФЕС позволяют более достоверно выделять коллекторы, определять коллекторские свойства и прогнозировать продуктивность перспективных интервалов. Повышение эффективности прогноза фильтрационных параметров при учете содержания галита в коллекторе косвенно подтверждается относительно хорошей сходимостью про-

гноза средней фазовой проницаемости для нефти, полученной по данным ГИС, с результатами интерпретации гидродинамических исследований скважин ($R = 0,76$).

Очевидно, что достоверность прогноза петрофизических параметров зависит не только от уровня методического обеспечения алгоритмов интерпретации данных каротажа, но и от полноты и качества проведенного комплекса ГИС.

Информационная ценность комплекса ГИС и оптимальный его состав

Информационная ценность комплекса ГИС определяется возможностью прогноза петрофизических параметров в рамках допустимой погрешности. С целью определения оптимального состава комплекса ГИС для условий засоленных терригенных пород венда Чонской группы месторождений

была оценена информационная ценность методов, как индивидуально, так и в комплексе с другими методами. Критерием оценки служили коэффициенты корреляции при сопоставлении результатов определения параметров с данными анализа керн. Оценка достоверности получаемых результатов позволяет сделать вывод, что оптимальным является комплекс ГИС, который обеспечивает возможность построения литологической модели и определение величины пористости. Минимальный набор методов ГИС для изучения засоленных песчано-гравелитовых пород должен состоять из методов ГГКп, НК, АК, ГК и электрокаротажа. Он может быть дополнен методами ядерно-магнитного каротажа и импульсного нейтронного спектрометрического гамма-каротажа.

Список литературы

1. Воробьев В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 27-32.
2. Вещественный состав пород фундамента Верхнечонского месторождения и их отражение в структуре поверхности «фундамент – осадочный чехол» по данным сейсморазведки (Восточная Сибирь)/Т.М. Карих, В.В. Иванюк, М.Б. Немчинова [и др.]/ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 12. – С. 13-20.
3. Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П. Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях непского свода Восточной Сибири //Каротажник. – 2012. – Вып. 12 (222). – С. 26-41.
4. Шубин А.В., Рыжков В.И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным// Геофизика. – 2013. – № 5. – С. 17-25.
5. Воробьев В.С., Истомина Я.С. Основные причины засоления пород терригенного комплекса на Верхнечонском месторождении // Тезисы конференции «Геобайкал 2014» – 2014.
6. Воробьев В.С., Шакирзянов Л.Н., Жуковская Е.А. Закономерности распределения коллекторов и интервалов засоления в терригенном комплексе венда Чонской группы месторождений (Восточная Сибирь) // Тезисы конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений». Санкт-Петербург, 2015.

Заключение

Результаты проведенных исследований и анализ полученных данных позволили обосновать методики прогноза ФЕС по данным ГИС с учетом особенностей сложного строения терригенных коллекторов Чонской группы месторождений, в частности наличия засоленных коллекторов. Получаемые при этом результаты имеют хорошую сходимость с данными анализа керн и результатами работы скважин, что свидетельствует о достоверности полученных методик. Анализ различных вариантов прогноза по данным методов каротажа позволил обосновать оптимальный комплекс ГИС для оценки ФЕС в скважинах. Корректное выделение коллекторов в скважинах позволяет использовать полученные результаты для создания геологической модели объектов и прогнозирования свойств пластов B_{10} и B_{13} по данным сейсморазведки 3D.

Reference

1. Vorob'ev V.S., Oiland gas-bearing potential of the siberian platform foundation (Verkhnechonsky field is taken as an example) (In Russ.), Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2013, no. 10, pp. 27-32.
2. Karikh T.M., Ivanyuk V.V., Nemchinova M.B. et al., Material composition of Verkhnechonsky field basement rocks and their reflection in the "basement-sedimentary cover" surface structure by seismic data (Siberian platform) (In Russ.), Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2013, no. 12, pp. 13-21.
3. Gorodnov A.V., Chernoglazov V.N., Davydova O.P., Determination of reservoir properties of saline reservoirs in Terrigenous sediments of the Nepa arch of Eastern Siberia (In Russ.), Karotazhnik, 2012, no. 12 (222), pp. 26-41.
4. Shubin A.V., Ryzhkov V.I., Seismic study of sandstone reservoir salinization (In Russ.), Geofizika, 2013, no. 5, pp. 17-25.
5. Vorob'ev V.S., Istomina Ya.S., Osnovnye prichiny zasolneniya porod terrigenogo kompleksa na Verkhnechonskom mestorozhdenii (The main causes of salinization terrigenous rocks of the Verkhnechonskoye field), Proceedings of conference "Geobaykal 2014", 2014.
6. Vorob'ev V.S., Shakirzyanov L.N., Zhukovskaya E.A., Zakonomernosti raspredeleniya kollektorov i intervalov zasolneniya v terrigenom komplekse venda Chonskoy gruppy mestorozhdeniy (Vostochnaya Sibir') (Regularities in the distribution of collectors and intervals of salinization in terrigenous complex of Vendian sediments of Chonskaya deposits (Eastern Siberia)), Proceedings of conference "Problemy i opyt razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy" (Problems and experience in the development of hard-to-recover reserves of oil and gas fields), St. Petersburg, 2015.

КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

М.А. Кузнецов, М.Ф. Старицын

(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»),

Ю.Г. Воронин, О.Е. Курманов, В.Г. Мирошкин, Л.А. Гурьевских, В.Н. Бабов

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

Адрес для связи: Voronin.YuG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: концептуальная геологическая модель, фациальный анализ, ранжирование районов под эксплуатационное бурение, инструмент планирования бурения

Conceptual geological modeling Upper Jurassic objects on the example of Slavneft-Megionneftegas JSC

M.A. Kuznetsov, M.F. Staritsyn (Slavneft-Megionneftegas JSC, RF, Megion),

Yu.G. Voronin, O.E. Kurmanov, V.G. Miroshkin, L.A. Guryevskikh, V.N. Babov (Gaspromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

At this time, in the oil and gas industry, there needs search of new areas of exploration work in order to expand the resource base and the exploitative drilling. Currently, the classic, in terms of geology, reservoir develop a resource – water cut growth, effectiveness of the new drilling falls. On an example of deposits of Slavneft-Megionneftegas to search for promising areas initiated the project of conceptual modeling of geological formations group J1 to 8 license areas, including the data of 9 fields.

Keywords: conceptual geological modeling, facies analysis, ranging of areas for production drilling, drilling planning tool

Введение

Большинство нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири испытывают острую потребность в поиске новых областей для геолого-разведочных работ с целью восполнения ресурсной базы и последующего эксплуатационного бурения. В настоящее время классические с точки зрения геологического строения залежи вырабатывают или уже выработали свой ресурс. В ряде случаев геологическое строение изучается преимущественно в пределах утвержденных залежей или лицензионных участков без учета региональных особенностей залегания пластов и взаимосвязи месторождений.

Нефтеносность верхнеюрских отложений доказана практически на всех лицензионных участках ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Для поиска перспективных зон инициирован проект концептуального геологического моделирования пластов горизонта Ю₁. Концептуальная модель – это формализованные на основе имеющегося фактического материала представления о геологическом строении моделируемых объектов [1]. Для создания корректной

геологической основы необходимо использовать данные разномасштабных академических исследований по смежным дисциплинам, например, сейсмо-разведки и петрофизики, моделирование и данные разработки, проектирование кустовых площадок и расчет экономической эффективности.

Анализ кернового материала и электрофациальный анализ

Авторами проанализировано более 500 м кернового материала из продуктивного интервала верхнеюрских отложений, приуроченных к верхней под-свете васюганской свиты (J2k–J3o). Пласт Ю₁ сложен песчаником мелко-среднезернистым до крупнозернистого. Присутствуют стяжения карбонатного материала, септариевые конкреции, трещины, заполненные кальцитом. Отмечаются пиритизация, глауконитизация, биотурбация, в подошве – неравномерное переслаивание аргиллита, алевролита и тонкозернистого песчаника. Наблюдается плоскопараллельная, косая срезанная, волнистая слоистость, подчеркнутая намывами углефицированного детрита. Также отме-

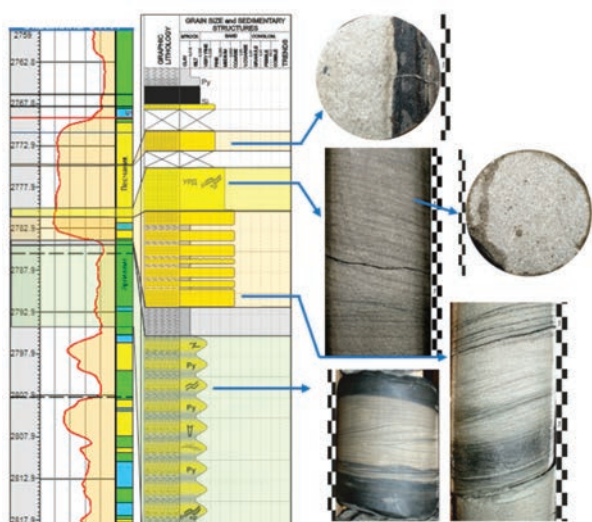


Рис. 1. Описание кенового материала на примере одной скважины

чается крупномасштабная и мелкомасштабная рябь волнения (рис. 1). Указанные признаки характерны для баровых тел и барьерных островов и свидетельствуют о том, что песчаники пласта Ю¹ сформированы в мелководно-морских обстановках осадконакопления.

Выводы, сделанные при изучении керна, легли в основу электрометрического анализа фациальных условий с помощью данных геофизических исследований скважин (ГИС) по методике В.С. Муромцева [2]. Определены эталонные электрометрические модели фаций барьерного острова, барового тела, краевой части бара и приливно-отливных течений. Для определения фации в разрезе каждой скважины параллельно с визуальным анализом данных ГИС использовался кластерный анализ методом *k*-средних (ПО Geomate), который заключается в разбиении множества элементов векторного пространства на заранее известное число кластеров *k* и минимизации суммарного квадратичного отклонения точек кластеров от их центров

$$V = \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in S_i} (x_j - \mu_i)^2,$$

где *k* – число кластеров; *S_i* – полученные кластеры, *i* = 1, 2, ..., *k*; μ_i – центры масс векторов $x_j \in S_i$.

При использовании данного метода необходимо заранее знать число кластеров, в их роли выступают эталонные электрометрические модели фаций. Применение данной методики значительно ускоряет определение фациальных зон (рис. 2).



Рис. 2. Пример применения кластерного анализа при определении фациальных зон пласта Ю¹ одного из месторождений

Петрофизические исследования

Для корректного построения концептуальной модели авторами были проанализированы данные, полученные примерно по 2000 скважин, в 80 из них был отобран керн.

Сходимость фильтрационно-емкостных параметров пластов по месторождениям указывает на возможность рассмотрения результатов лабораторных исследований керна в единой петрофизической модели.

Результаты интерпретации ГИС обрабатывались согласно методическим рекомендациям, описанным в работах [3, 4]. Основную сложность при определении петрофизических параметров вызвала неоднородность горной породы. При одинаковых емкостных свойствах породы, слагающие отложения васюганской свиты рассматриваемых месторождений, характеризуются широким диапазоном фильтрационных свойств.

С целью уточнения петрофизической модели была применена концепция связанности порового пространства. Для определения коэффициента проницаемости использовалось следующее выражение [5]:

$$k_{\text{пр}} = \exp(A \cdot K_n - SF),$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент абсолютной проницаемости; *A* – коэффициент, определяемый аналитическим путем; K_n – коэффициент пористости; *SF* – параметр, определяющий структурные особенности порового пространства пород.

При настройке указанной методики по данным керна были изучены результаты анализа обстановок осадконакопления. Так, в результате анализа керна скважин, располагающихся в зонах различных обста-

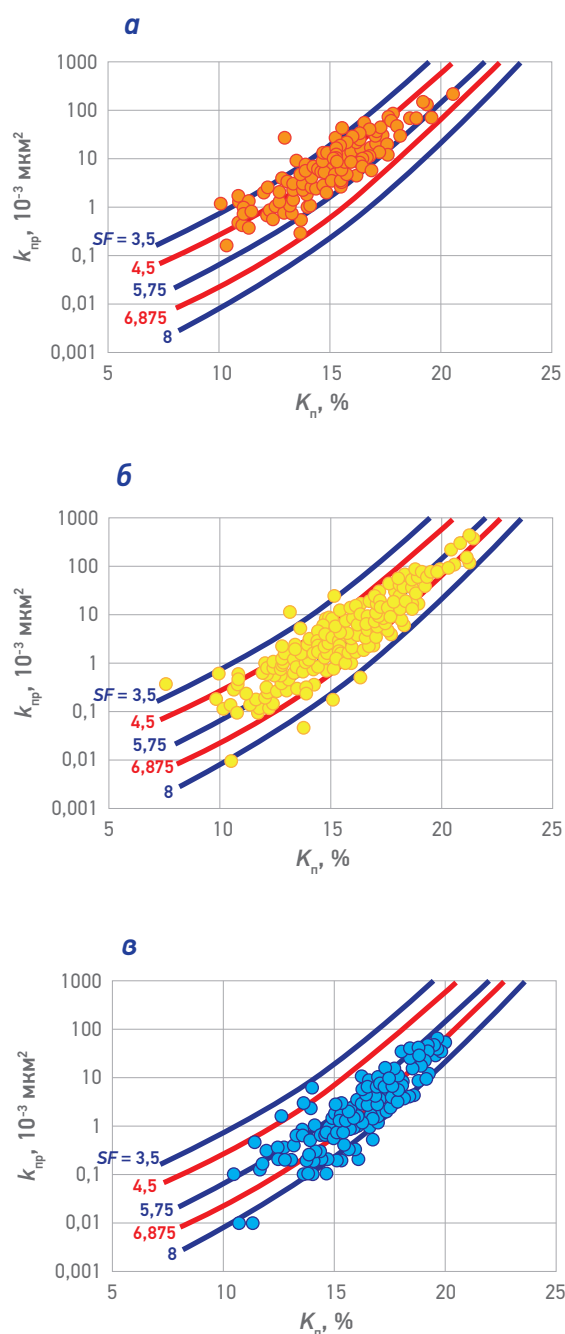


Рис. 3. Зависимости $k_{пр}$ от K_p для различных обстановок осадконакопления:
барьерного острова (а), барового тела (б), краевой части бара/течения (в)

новок осадконакопления, были построены три зависимости, соответствующие барьерному острову, баровому телу и краевой части бара (совместно с приливо-отливными течениями) (рис. 3). Параметр SF по данным ГИС определялся по двойному разностному параметру гамма-каротажа $\alpha_{ГК}$ (рис. 4).

На основе предложенной методики была уточнена петрофизическая модель, что дало возможность более корректно определить фильтрационные свойства пород-коллекторов.

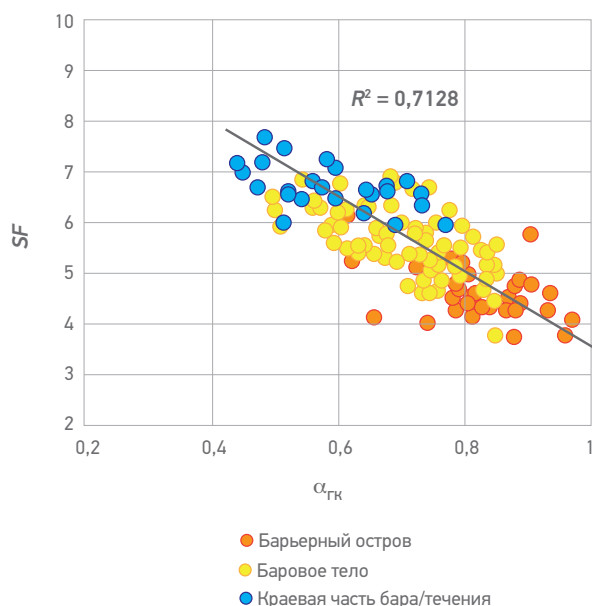


Рис. 4. Зависимость параметра SF от $\alpha_{ГК}$

Сейсмические исследования

Территория месторождений Левобережной группы достаточно широко охвачена сейсмическими 3D исследованиями, однако проведение полевых съемок проводилось в разное время с 1997 по 2010 г., вследствие чего 3D кубы имеют различные динамические характеристики. При стыковке некоторых кубов наблюдалась обратная полярность отражающих горизонтов (ОГ), а также различные сдвиги.

Авторами проведена совместная переобработка более 13 сейсмических кубов, покрывающих территорию площадью более 2700 км² (рис. 5).

Первичный анализ переобработанного обобщенного куба позволил получить представление о распространении и различии акустических свойств по всей площади исследований в единой системе. Одним из аспектов применимости сейсмической информации является построение тектонической модели территории. Район работ характеризуется активной тектонической деятельностью в ранне- и позднеюрское время. Для выделения разломных нарушений получен куб когерентности и проанализированы срезы данного куба по ОГ. В поле параметра когерентности уверенно выделяются дизъюнктивные нарушения по изменению значений и распространению их по площади [6]. Наклоны, разрывы, смещение ОГ выделяются по кубу когерентности путем увеличения значения непрерывности прослеживания горизонта. Дополнительно рас-

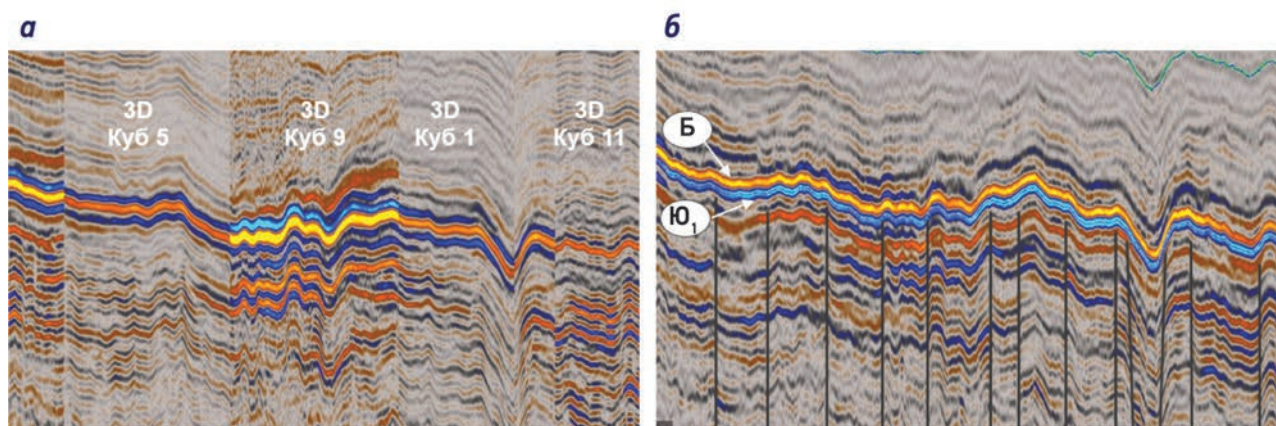


Рис. 5. Временные разрезы до (а) и после (б) переобработки сейсмических данных

сматриваются вертикальные срезы амплитудного куба для выделения разломов по вертикали.

По выделенным разломам построена тектоническая модель площади, которая позволила объяснить блоковое строение залежей и уточнить геологическое строение изучаемой площади.

Новая геологическая основа как инструмент планирования бурения

Результаты, полученные при построении концептуальной геологической модели, использованы как основа в рейтинге бурения на полное развитие (рис. 6). При размещении новых кустовых площадок (более 100) оцениваются структурный фактор

(повышение/понижение структурного плана, влияние тектонических нарушений), наличие коллектора и его насыщение (эффективные и нефтенасыщенные толщины, зоны глинизации и выклинивания коллектора), данные испытания скважин, анализа работы окружающих скважин.

Результатом стало уменьшение доли запасов, которые требуют более детального изучения, часть из них переведена под новое бурение. На основе ранжирования разработана программа доизучения, включающая бурение боковых стволов, переиспытание потенциально продуктивных интервалов пластов, отбор и исследование керна, опережающее бурение. Кроме того, при анализе геолого-

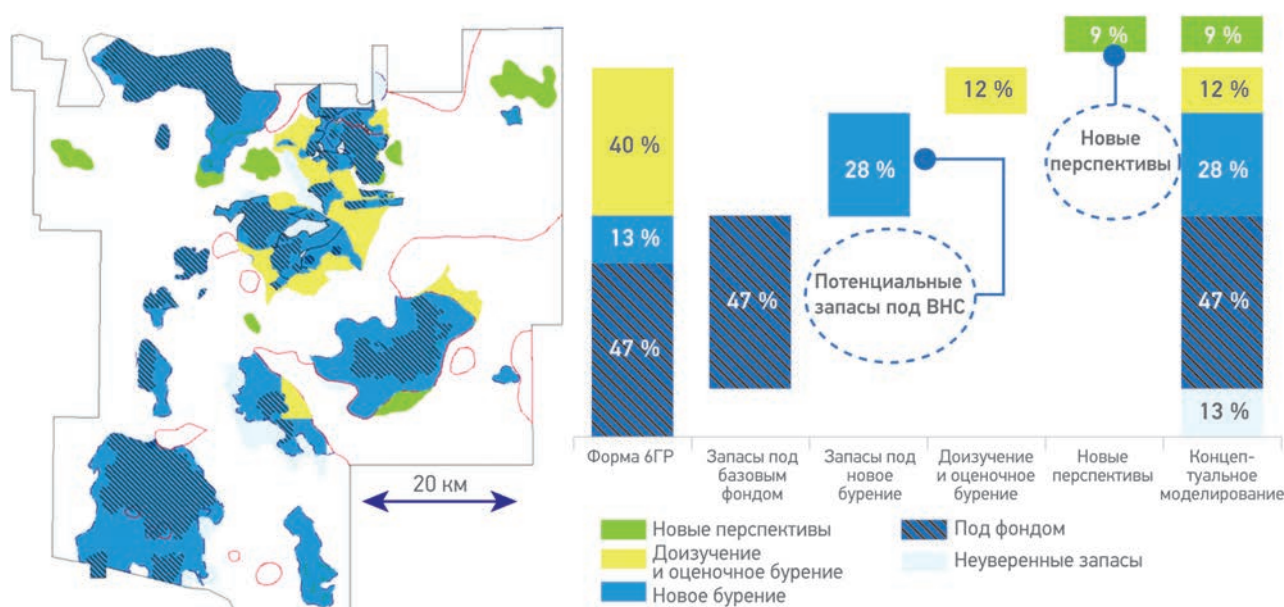


Рис. 6. Схема ранжирования потенциальных районов для бурения скважин на пласт Ю₁¹ Левобережной группы месторождений (ВНС – ввод новых скважин)

геофизической и промысловой информации в целом по региону были выявлены участки, которые могут содержать дополнительно до 9 % запасов.

На основе новой геологической основы сформирован рейтинг бурения на полное развитие. В рамках задачи на площади располагались проектные добывающие и нагнетательные скважины по сетке, обеспечивающей максимальный коэффициент извлечения нефти. Суммарное число добывающих скважин составило более 260 по базовому сценарию. Следует отметить, что при формировании рейтинга бурения учитывались варианты строения залежей: P10 (оптимистичный вариант), P50 (базовый сценарий), P90 (пессимистичная оценка). По варианту P10 число добывающих скважин составило более 380, при наиболее пессимистичной оценке – около 160.

Заключение

Применение комплексного подхода позволяет детально ранжировать площадь на потенциальные участки по количеству запасов, и для каждой кустовой площадки оценить возможные риски. При использовании данного подхода уменьшена доля запасов для доизучения, что позволило расширить площадь потенциального бурения.

Применение рассмотренного подхода, а также комплекса методик, даст возможность использовать геологическую концептуальную модель как инструмент оценки и управления рисками при планировании бурения новых зон и краевых частей залежей. Изучение площади в едином ключе открывает новые перспективы на стыке лицензионных участков в отличие от анализа отдельно взятого месторождения.

На основе изучения обновленной геологической основы и создания рейтинга бурения скважин разработана программа ВНС (более 100 кустовых площадей) на 2018–2022 гг., а также список мероприятий для доизучения перспективных зон.

Список литературы

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 258 с.
3. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов/Пер. с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.
4. Латышева М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – М.: Недра, 2007. – 327 с.
5. Вероятностная модель распределения флюидонасыщенности как основа уточнения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств пород/Е.О. Беляков, С.Е. Французов, Ш.В. Мухидинов [и др.]/Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 48–50.
6. Сейсмическая стратиграфия/П.Р. Вейл, А.П. Грегори, Р.М. Митчем мл., Р. Шерифф, под ред. Ч. Пейтона.: – М.: Мир, 1982–375 с.

References

1. Zakrevskiy K.E., *Geologicheskoe 3D modelirovanie* (3D geological modeling), Moscow: Publ of IPTs Maska, 2009, 376 p.
2. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithologic traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
3. Tiab D., Donaldson E.C., *Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, Gulf Professional Publishing, 2004, 880 p.
4. Latysheva M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F., *Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS* (Practical guidance on the interpretation of logging data), Moscow: Nedra-Biznestsentr Publ., 2007, 327 p.
5. Belyakov E.O., Frantsuzov S.E., Mukhidinov Sh.V. et al., *Probabilistic model of the distribution of rocks pore space fluid saturation as a base of specification of petrophysical models of reservoir properties* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2013, no. 12, pp. 48–50.
6. *Seismic stratigraphy — Applications to hydrocarbon exploration*: edited by Payton C.E., American Association of Petroleum Geologists, 1977.

ОПЫТ СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ЗАПАДНО-САЛЫМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Лютков, М.Ю. Подбережный
(«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)

Адрес для связи: Andrey.Lyutkov@salympetroleum.ru

Ключевые слова: геонавигация, геоимидж, каротаж, сопровождение бурения

Horizontal wells placement experience for Hard-to-Recover reserves development on the West Salym oil field

A.V. Liutkov, M.Yu. Podberezhny (Salym Petroleum Development B.V., RF, Moscow)

Salym Petroleum Development is implementing a low permeability waterflood pilot in the West Salym field with the objective to de-risk the development of hard-to-recover Achimov reserves. The waterflood pilot pattern consists of vertical water injector wells stimulated with single fractures and horizontal oil producer wells with multiple fractures. In this article we present a comprehensive horizontal well placement approach which comprises the following key elements: Interpretation of 3D seismic and the use of logs of nearby wells and a 3D static model for well trajectory planning; following a pre-agreed geosteering procedure while drilling, on-site analysis of cuttings and LWD data to adjust the well trajectory and, thereby, optimize well placement.

Keywords: geosteering, geo-image, logging, well placement

Введение

В статье описывается опыт применения комплексного подхода при планировании и бурении горизонтальных скважин на низкопроницаемые отложения ачимовской толщи при недостаточной изученности целевого объекта. Этот подход основан на использовании геофизических данных (от 3D сейсморазведки до детальных геофизических исследований скважин (ГИС)), проектировании траектории скважины по результатам геологического моделирования, применению данных ГИС, шлама и геонавигации, полученных в процессе бурения, для уточнения моделей и корректировки траектории скважины, оценки в режиме реального времени фильтрационно-емкостных свойств разбуриваемых пород.

Характеристика Западно-Салымского месторождения

В административном отношении месторождение находится на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа. По схеме нефтегазогеологического районирования оно расположено в Салымском нефтегазоносном районе Фроловской неф-

тегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтеносность ачимовских отложений была выявлена в 1988–1989 г. Всего за время геолого-разведочных работ (ГРП) было пробурено 17 скважин, вскрывших ачимовские отложения. Результаты поисково-разведочного бурения и 100%-ное покрытие месторождения 3D сейсморазведкой позволили определить границу залежи по площади и утвердить запасы в ГКЗ РФ.

По данным ГРП в 2007 г. был реализован проект опытно-промышленной разработки (ОПР), предусматривающий бурение одного элемента обработанной пятиточечной системы с расстоянием между добывающими и нагнетательной скважинами, равным 700 м (рис. 1). По результатам ОПР в 2014 г. в рамках дополнения к технологической схеме была рассмотрена и утверждена комбинированная система разработки с уплотнением пятиточечной системы и бурением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). В рамках реализации данной системы разработки предусматривалось оценить эффективность работы первоочередных разнонаправленных по от-

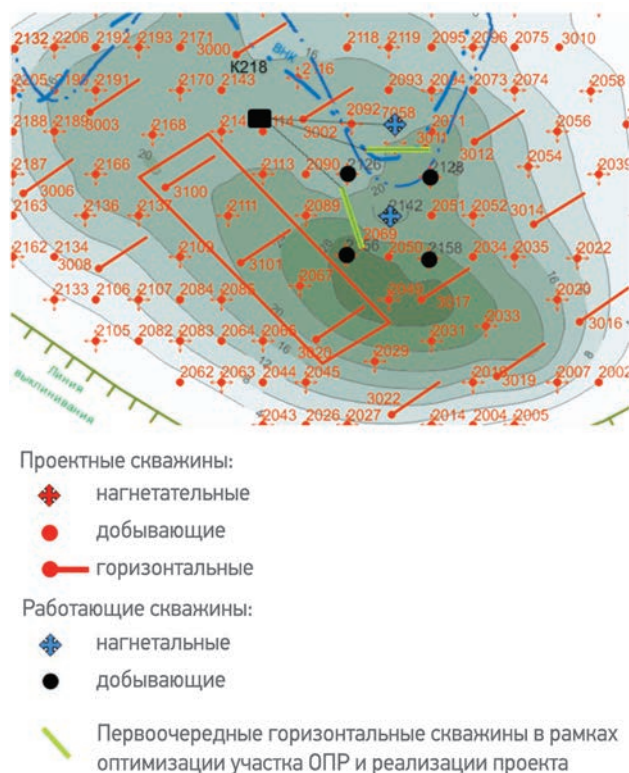


Рис. 1. Схема проектного фонда скважин

ношению к региональному направлению стресса горизонтальных скважин с МГРП.

Эксплуатационный объект характеризуется высокой расчлененностью и карбонатизацией. Кроме того, встречаются литологически экранированные изолированные залежи в песчаных линзах, ограниченных со всех сторон флюидоупорами. Таким образом, на одном и том же месторождении на одинаковых гипсометрических отметках залегают пласты с разным насыщением. К сожалению, вследствие низкой вертикальной разрешенности сейсморазведка не позволяет достоверно выделять отдельные, часто изолированные, объекты в клиноформенном комплексе нижнемеловых отложений Западной-Сибири, что значительно влияет на выбор системы разработки и эксплуатации объекта [1].

Высокая разбуренность вышележащих объектов, размещение площадки куста под эксплуатационное бурение основного объекта разработки (группы пластов АС черкашинской свиты) и необходимость размещения горизонтальных стволов (ГС) в области существующего элемента разработки ачимовского объекта накладывают определенные ограничения на бурение ГС. Траектории скважин рассчитываются с учетом минимизации риска пересечения и взаимного сближения стволов уже пробуренных скважин.

Решение геологических задач и снятие неопределенностей

В условиях пилотного размещения стволов и наличия геологических неопределенностей требуется непрерывный контроль пространственного расположения скважины в процессе бурения. Кроме того, из-за природных особенностей резервуара при проходке по различным литологическим разностям также необходим дополнительный контроль положения ствола скважины. На итоговый результат влияют следующие неопределенности.

- Неопределенность структурного плана и положения водонефтяной зоны, обусловленная отходом горизонтальной части ствола от вертикали на 1,5–2 км, низкой степенью разбуренности ачимовских отложений и сложностью строения залежи.
- Неопределенность, связанная с углом залегания пласта: согласно результатам интерпретации сейсмических данных и фактическим результатам бурения угол падения пласта может отличаться от планового на $\pm(1-5)^\circ$.
- Неопределенность, обусловленная толщиной пласта и литологией пород. По данным, полученным в процессе бурения скважин, толщины основных стратиграфических пластов изменяются незначительно. В то же время от скважины к скважине прослеживается изменение литологического состава пород. Помимо решения основных задач разработки месторождения, скважины позволяют доизучить геологическое строение объекта.

Геологическое сопровождение в режиме реального времени (геонавигация) дает возможность принимать оперативные решения, направленные на повышение эффективности проводки скважины в условиях геологических неопределенностей при определении пространственного положения ствола скважины относительно геологических границ.

В рамках предварительного структурного моделирования используется комплекс геолого-геофизических данных по всему месторождению, включая результаты интерпретации материалов сейсморазведки, информацию по ранее пробуренным скважинам (результаты интерпретации материалов ГИС, данные анализа керна и шлама).

Этап предварительного структурного моделирования включает детальную корреляцию вскрытого разреза с данными ГИС, полученными при бурении всех скважин. При бурении транспортной секции уточняются структурные элементы вышележащих пла-

стов. Проводится «посадка» транспортной колонны и корректируется траектория ГС в целевом интервале.

Высокая расчлененность и линзовидная природа целевого интервала затрудняют однозначное определение положения ствола скважины относительно стратиграфических кровли и подошвы пласта, поэтому комплекс геолого-геофизических исследований в процессе бурения планируется таким образом, чтобы получать максимум информации без проведения дополнительных спускоподъемных операций.

Самым важным аспектом геонавигации является своевременное принятие решения о коррекции траектории скважины в зависимости от поступающих данных. В настоящее время существуют три возможных способа изучения изменения литологии и свойств породы во время бурения.

1. Мониторинг. Данный метод не предполагает активных действий и изменения траектории скважины. Бурение осуществляется по заранее подготовленному плану и исключает возможность влияния на положение ствола. Это пассивный метод, т.е. он предполагает только наблюдение. В данном случае уместно говорить об отсутствии геонавигации. Примером может служить геометрическое бурение, при котором траектория не изменяется в зависимости от свойств породы. Проводится наблюдение за поступающими каротажными данными,

но никаких решений, основанных на этих наблюдениях, не принимается [2].

2. Сопоставление видов каротажа, проведенного неазимутальными приборами. Это хорошо зарекомендовавший себя способ геонавигации. Он не требует дорогостоящих имиджей для работы и может быть эффективен даже при наличии одной кривой гамма-каротажа (ГК). Методика является «реактивной»: после бурения определенного интервала обрабатываются полученные каротажные диаграммы и принимается решение. Данный способ включает четыре последовательных шага:

- 1) построение двумерной плоскопараллельной модели пласта;
- 2) расчет синтетического каротажа вдоль траектории бурящейся скважины;
- 3) сравнение фактического каротажа во время бурения с синтетическим каротажем;
- 4) обновление модели, прогноз угла падения пласта.

Результатом работы является определение стратиграфического положения ствола в пласте, а также прогноз структуры пласта. Графическое представление методики приведено на рис. 2.

Синтетический каротаж строится на основе данных соседней (опорной) скважины, которая может быть вертикальной или наклонно направленной. Перед бурением горизонтальной скважины создается модель

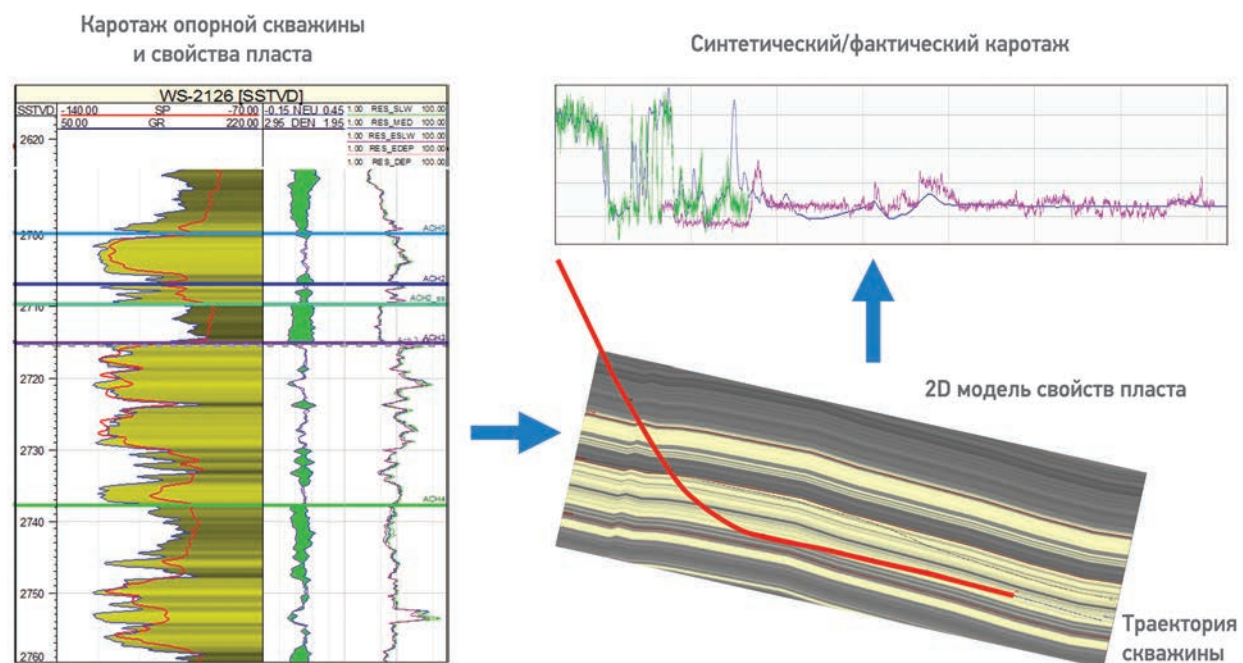


Рис. 2. Методика сопоставления видов каротажа

пласта, учитывающая региональный угол падения пласта, получаемый по данным геологической модели месторождения. По каротажу опорной скважины рассчитывается синтетический каротаж вдоль траектории горизонтальной скважины.

Фактический каротаж горизонтальной скважины сравнивается с синтетическим каротажем модели, после чего модель обновляется до получения наибольшего совпадения синтетического и фактического каротажей. Таким образом, определяется стратиграфическое положение ствола скважины в пласте, а также прогнозируется изменение структуры пласта на основании его регионального угла падения и подбора фактического и синтетического каротажей. При необходимости в процессе бурения корректируется траектория горизонтальной скважины [2].

3. Определение угла падения пласта по данным азимутального каротажа. Азимутальным называют каротаж, с помощью которого получают данные из определенного сектора (азимута) ствола. Этот метод дает больше информации по сравнению с усредненным значением или каротажем по одному сектору, но является более дорогостоящим.

Для определения угла падения пласта вдоль траектории скважины используются кривые верхнего и нижнего секторов. При пересечении стволом скважины породы вниз по напластованию нижний сенсор отбивает прослой первым, затем его отбивают правый и левый боковые сенсоры и последним прослой отбивает верхний сенсор. При пересечении прослоя вверх по напластованию порядок отбивки сенсорами будет обратный. Используя расстояние между каротажными кривыми верхнего и нижнего сенсоров, можно рассчитать угол падения прослоев в разрезе траектории и таким образом определить текущее положение ствола скважины.

Данный способ имеет следующие преимущества:

- определение угла падения пласта не зависит от латеральной однородности и однородности по толщине пласта;
- прямое определение положения ствола в пласте, что не дает возможности двоякой трактовки (например, для метода сравнения каротажей может сложиться ситуация, когда два разных набора углов падения пласта дадут одинаковую степень корреляции между фактическим и синтетическим каротажем).

К недостаткам способа относятся:

- отсутствие литологического контраста при бурении в литологически однородном прослое – метод не

сможет зафиксировать изменения даже при направлении бурения к кровле или подошве литологического прослоя;

- сложность определения соответствий одного и того же прослоя на каротаже верхнего и нижнего сенсоров при малом угле между стволом и напластованием;
- высокая стоимость.

Для достижения максимальной результативности геонавигации необходимо использование комбинации второго и третьего способов. При таком подходе угол падения пласта будет оцениваться двумя независимыми методами и точность оценки значительно возрастет. Кроме того, во время бурения крайне важно получать новые каротажные данные (обычные и азимутальные) максимально быстро. Поэтому все большее распространение получает методика передачи каротажных данных в режиме реального времени.

С этой целью были разработаны и активно развиваются программные комплексы для геологического сопровождения бурения скважин. Современные программные решения дают возможность объединить данные статических геологических моделей с результатами различных способов геонавигации. Это позволяет геологам значительно повысить эффективность работ по оптимизации положения ствола скважины.

Геологическая проводка скважины с использованием только традиционного каротажа во время бурения затруднительна, так как данный метод не дает азимутального направления замеров в скважине. Поэтому изменение литологии может интерпретироваться как бурение вверх, так и бурение вниз по напластованию. В случае азимутального каротажа можно определить с какого азимутального сектора (верхнего, нижнего, правого или левого) начинает меняться литология породы, что может показать направление траектории ствола в пласте (рис. 3).

При большем числе азимутальных сенсоров запись данных вокруг ствола скважины будет более плотная. Если развернуть записанный каротаж (с градиентной цветовой заливкой) на 2D плоскость, то получится так называемый «Имидж ствола скважины» (рис. 4).

Современные программные комплексы позволяют в автоматическом режиме рассчитывать угол падения пласта, используя данные имиджа ствола и азимутального каротажа по квадрантам. Конечный пользователь может провести расчет, применяя отдельно каждый метод или используя оба одновременно. [2]

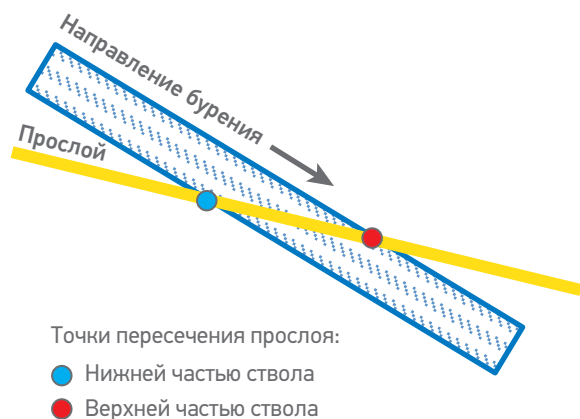


Рис. 3. Схема расположения ствола скважины

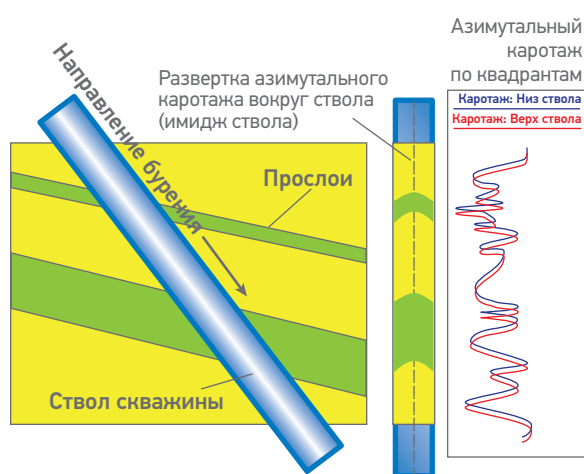


Рис. 4. Имидж ствола скважины

Реализация пилотного проекта

Перед началом бурения горизонтальных скважин был подготовлен геологический проект на бурение на основании утвержденного проектного документа на разработку месторождения.

Геометрию горизонтального участка можно охарактеризовать: точкой установки башмака эксплуатационной колонны T_1 – начало горизонтального ствола; точкой, в которой происходит набор зенитного угла до 90° , T_2 ; точкой окончания горизонтального ствола T_3 .

Основной задачей геологической службы сопровождения бурения скважин является расположение точек T_2 и T_3 в наиболее благоприятных геологических условиях (максимальные мощность, проницаемость и нефтенасыщенность).

Наклонно направленное бурение, телеметрическое сопровождение скважины и ГИС в процессе бурения при реализации пилотного проекта осуществлялись

компанией BakerHughes. Бурение горизонтального участка проводилось долотом PDC диаметром 152,4 мм компании «Буринтех».

В рамках реализации пилотного проекта в горизонтальной секции добывающих скважин был записан следующий комплекс геофизических исследований в процессе бурения:

- гамма-каротаж;
- двухзондовый волновой электрический каротаж (400 кГц и 2 МГц);
- акустический каверномер;
- имиджи гамма-каротажа (восемь секторов);
- имиджи кавернометрии (восемь секторов).

Используемая в процессе бурения горизонтальной секции геофизическая аппаратура позволила получить в режиме реального времени разноглубинные данные удельного электрического сопротивления (УЭС) среды [3], ГК – нижний квадрант, кавернометрии, имиджи ГК и кавернометрии по результатам азимутальных измерений. Плотность записи по длине ствола скважины составляла не менее трех точек на 1 м для всех методов каротажа.

Углы падения и азимуты пластов, полученные при обработке азимутальных изображений, соответствовали планируемому перед бурением значениям. Углы падения пластов согласуются с концептуальной геологической моделью месторождения, структурными построениями и контролируются данными по соседним скважинам, в том числе полученными при использовании прибора триаксиального индукционного каротажа Rt Scanner [4] по условно опорной скважине.

Глубинность ГК составляет порядка 0,15 м, азимутальный имидж [5] позволяет оценить параметры среды в зоне исследования длинного зонда электрического каротажа (УЭС по затуханию амплитуд 2 МГц). На одном из примеров (рис. 5, корректировка 1) форма имиджа свидетельствует о приближении к подошве глинистого прослая (падение структуры), на основании чего принимается решение о корректировке траектории ствола скважины путем уменьшения угла наклона скважины с постепенным выполаживанием. Сигналы электрического каротажа слабо реагируют на границы [6] в связи с низкой контрастностью сред (УЭС нефтенасыщенных песчаников – 7 Ом·м, глин – 5 Ом·м). После корректировки и продолжительного бурения со стабильным углом на имидже ГК фиксируется форма, характерная для бурения вниз по разрезу и приближения к кровле глинистого пласта (см. рис. 5, корректировки 2, 3).

В специализированном модуле Image Processing, ПО Techlog в полуавтоматическом режиме рассчитывались углы падения и принимались оперативные решения по корректировке положения ствола скважины (рис. 6)

В процессе бурения горизонтальной части ствола также был отобран шлам с интервалом 10 м. Основными задачами являлись, описание состава фракций: определение количества обвального шлама и формы зерен, фотографирование в УФ свете. Комплексирование результатов анализа шлама и ГИС дает возможность получить наиболее достоверную картину независимыми методами для принятия решений в процессе бурения.

Круглосуточное наблюдение за процессом бурения совместно с анализом всех поступающих геолого-геофизических данных позволяет принимать опера-

тивные решения по корректировке траектории бурения. В данном случае имеется возможность наиболее полно реализовать потенциал добывающей скважины с учетом максимальной эффективной длины горизонтального ствола и проводки в зоне наилучших коллекторских свойств. Интерпретация данных ГИС в процессе бурения позволяет выявить даже незначительные изменения характеристик разреза и принять оперативное решение об изменении траектории ствола.

По результатам объективного контроля (ГИС, анализ шлама) эффективность проводки первой скважины составила более 72 %, что соответствует разработанной технологии проводки при осуществлении трех корректировок в процессе бурения ГС. Эффективность бурения второго ГС составила 95 %.

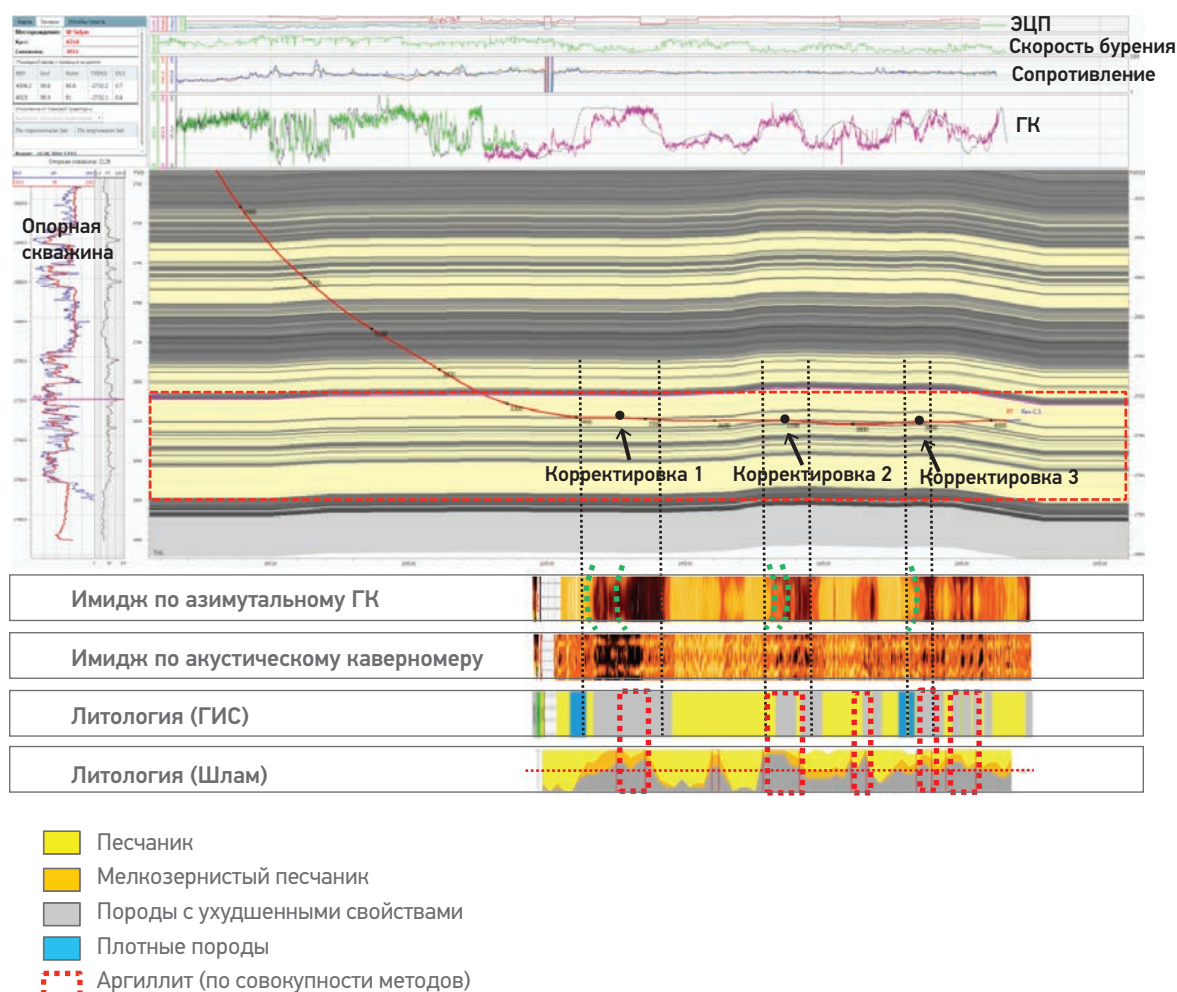


Рис. 5. Пример ввода корректировок горизонтального ствола по результатам анализа данных, получаемых в процессе бурения (ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность)

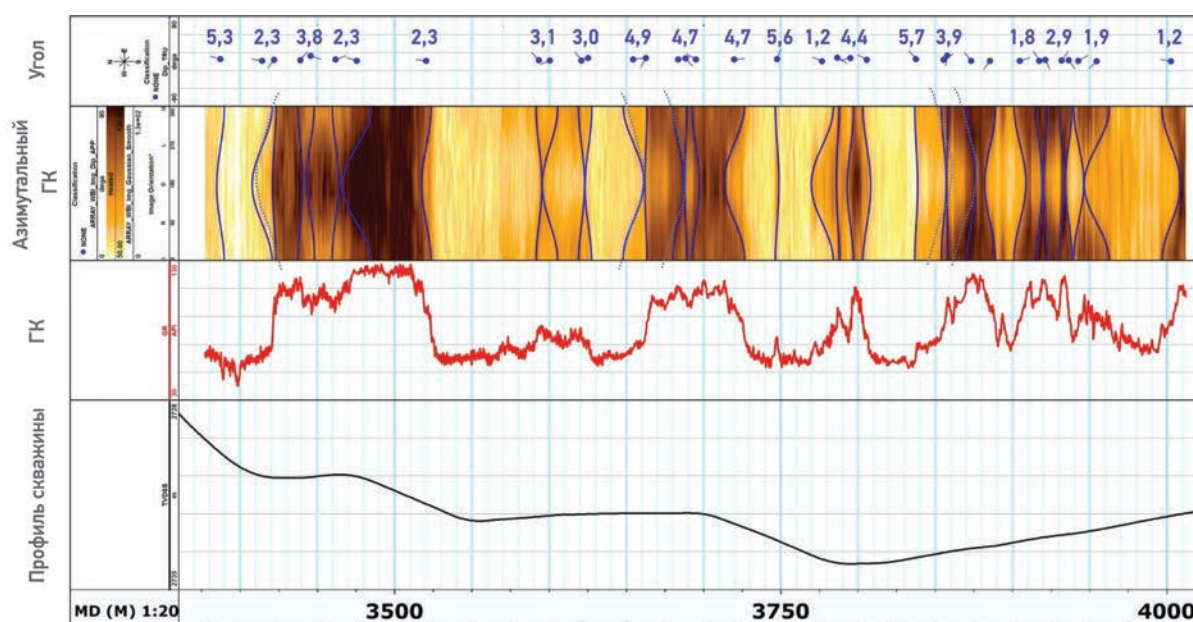


Рис. 6. Модуль по определению положения ствола и расчету угла падения

Заключение

Процесс геонавигации, реализованный при строительстве ГС двух добывающих скважин на Западно-Салымском месторождении, позволил накопить опыт оперативного изучения свойств разреза, оценить на практике реальные возможности геофизической аппаратуры и программного обеспечения. Подобный опыт дает возможность сделать процесс планирования будущих работ наиболее эффективным, подобрать максимально информативные методы исследования и сократить время принятия решений.

Текущая ситуация на сырьевом рынке, флуктуации макроэкономических параметров и наличие инвестиционных ограничений обуславливают необходимость выбора оптимальных решений на каждом этапе реализации нефтегазовых проектов. Накопленный положительный опыт использования существующих технологий в области геолого-геофизических исследований при строительстве горизонтальных скважин важен не только в рамках текущего проекта по разработке ачимовских отложений, но и в целом для проектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Список литературы

1. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири/С.А. Горбунов, А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.
2. Современные методики геонавигации. – <http://geosteertech.ru/support/info/modern-geosteering-techniques>.
3. Barnett W.C., Meyer W.H. Radial response of a 2-MHz MWD propagation resistivity sensor: Formation Evaluation and Reservoir Geology Proceedings. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, v. v omega, no. 6 Oct, p. p 481–490
4. Трехмерный индукционный каротаж: старые измерения под новым углом/Б. Андерсон, Т. Барбер, Р. Леверидж [и др.]/ Нефтегазовое обозрение. Schlumberger – 2008. – Т. 19. – № 2.
5. Coope D.F. Gamma ray Measurement While Drilling/Log Analyst. – 1983. – V. 24. – No. 1 Jan-Feb. – P. 3-9.
6. Navigating and Imaging in Complex Geology With Azimuthal Propagation Resistivity While Drilling/ C. Bell, J. Hampson, P. Eadsforth [et al.]/SPE 102637-MS. – 2006.

Reference

1. Gorbunov S.A., Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* (Geology and oil and gas content of the Achimov strata of Western Siberia), Moscow: Publ. of Academy of Mining Sciences, 2000, 247 p.
2. *Sovremennye metodiki geonavigatsii* (Modern methods of geonavigation), URL: <http://geosteertech.ru/support/info/modern-geosteering-techniques>.
3. Barnett W.C., Meyer W.H., *Radial response of a 2-MHz MWD propagation resistivity sensor*, SPE 22706-MS, 1991.
4. Anderson B., Barber T. et al., *Triaxial induction - A new angle for an old measurement*, Oilfield Review, 2008, no. 2.
5. Coope D.F., *Gamma ray measurement while drilling*, Log Analyst, 1983, V. 24, no. 1, pp. 3-9.
6. Bell C., Hampson J., Eadsforth P. et al., *Navigating and imaging in complex geology with azimuthal propagation resistivity while drilling*, SPE 102637-MS, 2006.

ОСОБЕННОСТИ СВОЙСТВ НЕФТИ ДВУХФАЗНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.О. Промзелев, Д.Н. Купоросов, А.И. Брусиловский, д.т.н.,

Е.Р. Чухланцева, Е.В. Тихомиров

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

Адреса для связи: Promzelev.IO@gazpromneft-ntc.ru, Kuporosov.DN@gazpromneft-ntc.ru,
Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru, Chuhlanceva.ER@gazpromneft-ntc.ru, Tikhomirov.EVL@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: пластовая нефть, PVT-модель, насыщенная нефть, физическая модель, газовая шапка

Peculiarities of reservoir oil properties of two-phase deposits on the example of the PK₁₋₃ layer Vostochno-Messoyakhskoye field

I.O. Promzelev, D.N. Kuporosov, A.I. Brusilovskiy, E.R. Chukhlantseva, E.V. Tikhomirov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Tyumen)

The article deals with methodical approach based on the integrated use of results of laboratory and theoretical studies to reproduce the properties of saturated reservoir oil, which is in thermodynamic equilibrium with the existing gas cap. Results are illustrated on the example of oil reservoir PK₁₋₃ of Vostochno-Messoyakhskoye field. It is confirmed that in the case of partially degassed (nonrepresentative) downhole sample of reservoir hydrocarbon fluid it can be restored by modeling the process of reverse degassing in the reservoir conditions. The described methodological approach is recommended for use in the calculation of reserves and designing the development of two-phase deposits.

Keywords: reservoir oil, PVT-model, saturated oil, physical model, gas cap

Введение

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовой нефти является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. Особенно актуально это для двухфазных залежей, содержащих нефть и газ.

При наличии газовой шапки давление насыщения пластовой нефти $p_{\text{нас}}$ в подгазовой части залежи должно быть близким к пластовому давлению $p_{\text{пл}}$. На уровне газонефтяного контакта (ГНК) в соответствии с классическими физическими представлениями о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз $p_{\text{нас}} = p_{\text{пл}}$ (рис. 1).

В связи с этим исследование пластовой нефти при наличии газовой шапки является трудной задачей, поскольку давление в месте отбора глубинной пробы нефти ниже пластового давления, и в след-

ствие разгазирования газосодержание отобранных глубинных проб углеводородной жидкости не соответствует газосодержанию пластовой нефти. Таким образом, глубинные пробы не являются представительными, а следовательно, их PVT-свойства не могут характеризовать пластовую нефть. Полученные результаты могут описывать систему только в точке отбора проб [1].

В данной статье представлены результаты исследования нефти пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения, характеризующегося наличием обширной газовой шапки.

Результаты лабораторных исследований

Пласт ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения охарактеризован данными исследования 42 глубинных проб нефти. Свойства пластовой нефти изменяются в широких пределах: давление насыщения составляет от 1,5 до 7,3 МПа, газосодержание – от 2,7 до 27,3 м³/м³.

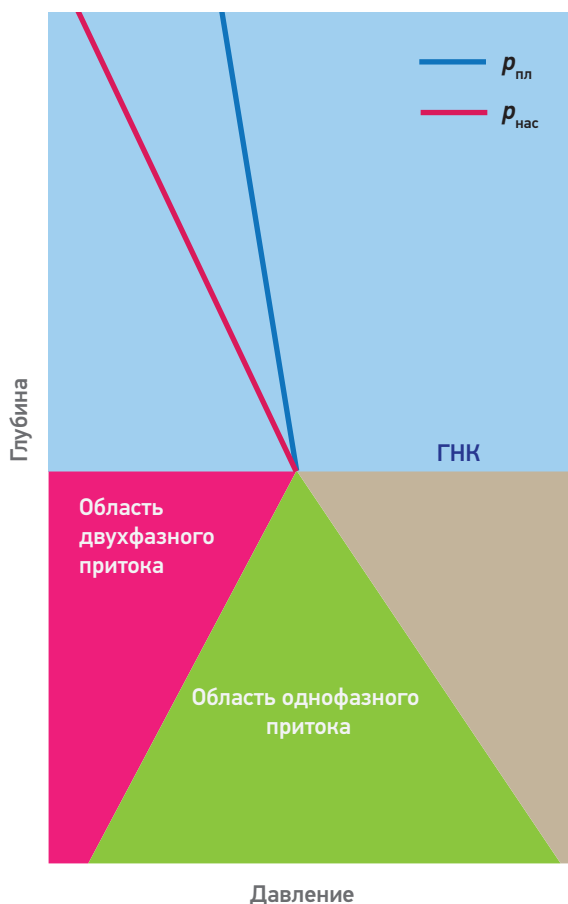


Рис. 1. Распределение давлений по глубине

Основной причиной значительного изменения свойств нефти по данным лабораторных исследований является непредставительность глубинных проб нефти, отобранных с нарушением действующих стандартов СТО РМНТК 153-39.2-002-2003 «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов» и ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». Из-за наличия в пласте предельно насыщенной нефти при создании даже незначительной депрессии на пласт в точке отбора происходила частичная дегазация, в результате которой отбор проб проводился в зоне двухфазного потока.

Подтверждением изложенному служит анализ результатов лабораторных исследований отобранных глубинных проб нефти, в ходе которого была построена зависимость газосодержания от давления насыщения (рис. 2).

Из рис. 2 видно, что наиболее разгазированные пробы характеризуют непереливающий приток. Затем идут пробы, полученные при отборе в зоне двухфазного притока. Большая часть проб с высоким газосодержанием получена при использовании технологий MDT и RCI.

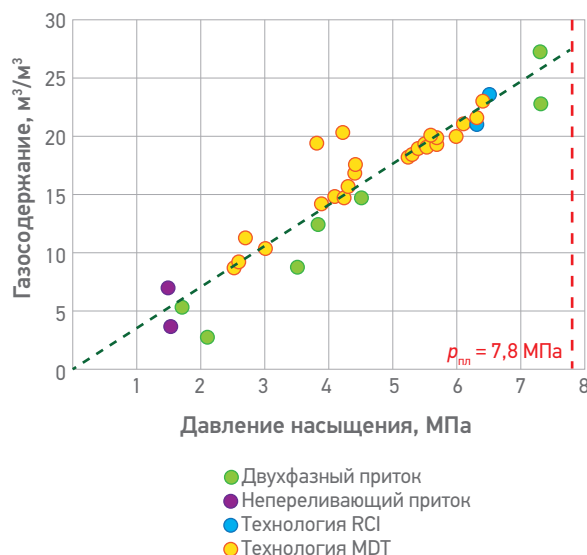


Рис. 2. Зависимость газосодержания от давления насыщения

Для описания процессов, происходящих при отборе проб, была построена зависимость газосодержания от давления в точке отбора проб (рис. 3).

Из рис. 3 видна взаимосвязь между давлением в точке отбора и газосодержанием полученных глубинных проб нефти. Отметим, что в области малых депрессий существует определенный разброс в величине газосодержания, отражающий как частичную дегазацию нефти, так и возможное влияние бурового раствора, с которым могли происходить массообменные процессы в момент отбора проб. Полученная взаимосвязь также подтверждает концепцию о предельном насыщении нефти в пласте.

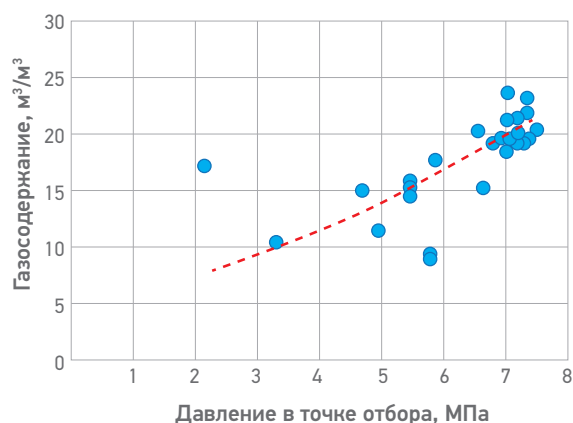


Рис. 3. Зависимость газосодержания от давления в точке отбора проб

Этапы моделирования

Для построения термодинамической модели пластовой нефти применялось трехпараметрическое кубическое уравнение состояния Пенга – Робинсона с «шифт»-параметром. При моделировании в качестве исходных данных использовались результаты исследований глубинных проб, признанных «условно» представительными, с наибольшими давлением насыщения и газосодержанием. Далее методом нелинейной многофакторной регрессии корректировались расчетные величины давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента и плотности сепарированной нефти в соответствии с измеренными параметрами. В последнюю очередь настраивалась величина динамической вязкости пластовой и сепарированной нефти путем изменения коэффициентов в корреляции Лоренца – Брея – Кларка (LBC) [2]. Результаты настройки PVT-модели на усредненные данные исследований представительных проб приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры	Фактическое значение	PVT-модель	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	6,50	6,50	0,00
Газосодержание, м ³ /м ³	23,58	23,63	0,21
Объемный коэффициент	1,039	1,039	0,00
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	937,5	937,7	0,02

Следующим этапом моделирования является воссоздание исходного состояния предельно насыщенной нефти на уровне ГНК, где давление насыщения нефти газом равно пластовому.

Для получения модели предельно насыщенной нефти при начальных термобарических условиях использовался подход, воспроизводящий процесс, обратный дифференциальному разгазированию, которое в свою очередь описывает поведение нефтяной системы при отборе глубинных проб в случае снижения давления в месте отбора пробы ниже давления насыщения [3].

Итерационная процедура воспроизведения свойств пластовой нефти указанным методом включает следующие этапы:

1) расчет компонентного состава равновесного газа при текущем давлении насыщения и пластовой температуре;

2) донасыщение пластовой нефти растворением не-большого объема равновесного газа при пластовой температуре;

3) определение давления насыщения полученной смеси (если оно соответствует искомому давлению насыщения, то расчет прекращается, в обратном случае возвращаются к этапу 1).

Результаты расчетов свойств предельно насыщенной нефти приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры	PVT-модель	Физическая модель	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	7,8	7,8	0,00
Газосодержание, м ³ /м ³	29,81	28,06	5,88
Объемный коэффициент	1,044	1,045	0,10
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	937,4	944,6	0,76
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	103,9	111,2	6,56

Исходя из предположения о частичной дегазации глубинных проб нефти адекватная термодинамическая модель предельно насыщенной нефти должна воспроизводить результаты лабораторных исследований глубинных проб в широком диапазоне изменения основных параметров независимо от условия отбора проб. Для описания процесса дегазации предельно насыщенной нефти при отборе проб в случае снижения давления в точке отбора ниже давления насыщения были рассчитаны параметры при дифференциальном разгазировании. Результаты расчета представлены на рис. 4.

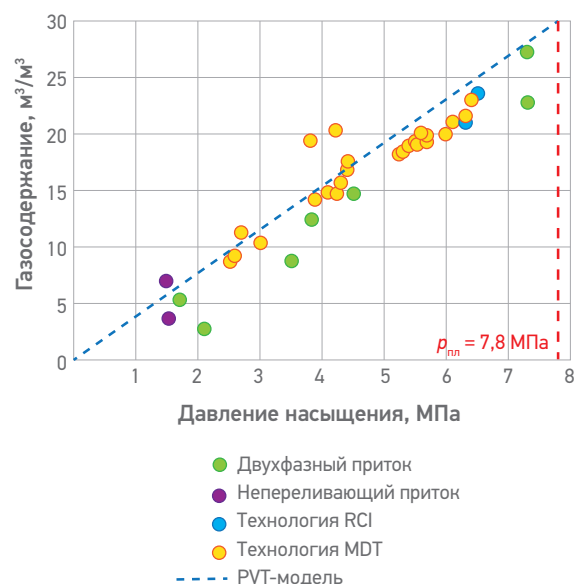


Рис. 4. Сопоставление результатов расчетов с использованием PVT-модели и данных исследований глубинных проб

Из рис. 4 видно, что результаты расчетов с использованием PVT-модели хорошо согласуются с данными лабораторных исследований глубинных проб нефти. Это свидетельствует об адекватности построенной термодинамической модели предельно насыщенной нефти процессам, происходящим при отборе проб пластового флюида.

С целью подтверждения достоверности данного подхода в лаборатории был проведен эксперимент по созданию физических моделей предельно насыщенной нефти путем подбора газового фактора для рекомбинации из сепараторных проб (газ сепарации, насыщенная нефть) до выполнения условия $p_{\text{нас}} = p_{\text{пл}}$, а также с промежуточными значениями газосодержаний. Эксперименты выполнены с использованием проб, полученных из двух скважин.

Усредненные результаты исследований предельно насыщенных проб и их сопоставление с PVT-моделью приведены на рис. 5 и в табл. 2. Из полученных данных видно, что результаты лабораторно определенных параметров физических моделей пластовой нефти более близки к результатам исследования частично дегазированных проб, чем полученные ранее результаты расчетов по PVT-модели.

Заключение

Таким образом, можно утверждать, что для определения свойств пластовой нефти двухфазных залежей целесообразно комплексно применять методы и

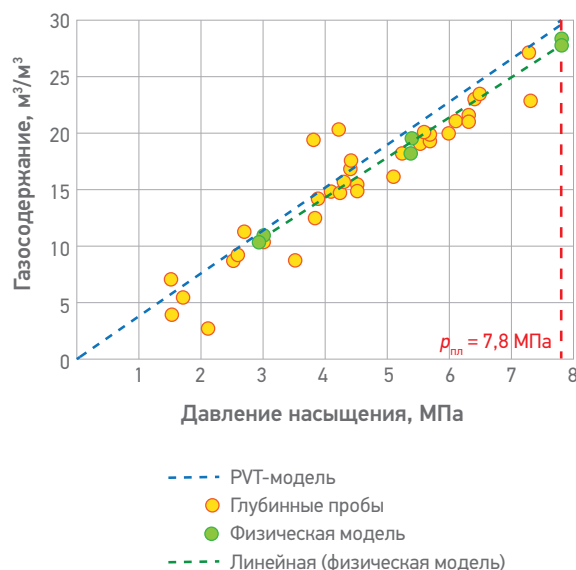


Рис. 5. Сопоставление данных PVT-модели, глубинных проб и физических моделей пластовой нефти

результаты физического (лабораторного) и математического моделирования.

Следует отметить, что на точность воспроизведения компонентного состава и свойств пластовой нефти может оказывать существенное влияние степень дегазации ее глубинных проб, являющихся источником исходных данных.

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. — С. 41-45.
2. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем. Обз. инф. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. — 112 с.
3. Ефимов Д.В., Сергеев Е.И., Юрьев Д.А. Восстановление корректных PVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2008. — № 1. — С. 35-38.

References

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. Brusilovskiy A.I., Nugaeva A.N., Teoriya i praktika obosnovaniya svoystv prirodnykh uglevodorodnykh sistem (Theory and practice of justification of natural hydrocarbon systems properties), Moscow: Publ. of Gazprom, 2008, 112 p.
3. Efimov D.V., Sergeev E.I., Yur'ev D.A., Restores correct the PVT-properties of reservoir fluid of gas condensate field using physical and mathematical modeling (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft», 2008, no. 1, pp. 35-38.

НЕСТАЦИОНАРНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, НАПРАВЛЕННОЕ НА УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Г.Р. Кашапова

(Филиал «Газпромнефть-Муравленко»

Акционерного общества «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адреса для связи: Kashapova.GR@yamal.gazprom-neft.ru, kiv89@list.ru

Ключевые слова: Нестационарное заводнение, длительность полуциклов, схема реализации, нестационарная работа добывающих скважин в противофазе, повышение нефтеотдачи

Nonstationary impact directed to enhance oil recovery

G.R. Kashapova (Subsidiary Gazpromneft-Muravlenko of Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC, RF, Muravlenko)

This article considers the ways of improving the cyclic flooding effectiveness, analyzes the influence of the changes made to the standard implementation scheme. In order to increase the formation coverage by the nonstationary impact, the opportunity of high water cut production wells nonstationary operation in reversed phase with periodic operation of injection wells is investigated.

Keywords: cyclic flooding, half cycle duration, implementation scheme, nonstationary production well operation in reversed phase, enhanced oil recovery

Введение

Применение нестационарного заводнения (НЗ) было начато в 60-х годах XX века и продолжается до сих пор, так как позволяет увеличить нефтеотдачу пластов с наименьшими затратами. В настоящее время актуальным является вопрос повышения эффективности проведения НЗ, в частности обоснование оптимальных режимов.

Кроме того, с целью повышения эффективности проведения НЗ на высокообводненных участках, увеличения охвата пласта воздействием и сокращения объемов попутно добываемой жидкости к периодической работе нагнетательных скважин можно подключить работу высокообводненных добывающих скважин в нестационарном режиме в противофазе (НЗ с ПФ).

В статье рассмотрены вопросы, касающиеся физических основ эффективности проведения НЗ и НЗ с ПФ, обоснования продолжительности полуциклов, выбора схемы реализации и анализа опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на примере месторождений Филиала «Газпромнефть-Муравленко».

Нестационарное заводнение

НЗ направлено на увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического изменения давления нагнетания воды [1]. В результате в пласте

возникают нестационарные перепады давления и сопутствующие нестационарные перетоки жидкости между слоями различной проницаемости [1-6].

На эффективность НЗ влияют следующие факторы [2]:

- 1) упругость, смачиваемость, водонасыщенность пластов;
- 2) неоднородность по проницаемости;
- 3) степень гидродинамической связанности слоев;
- 4) длительность полуциклов;
- 5) амплитуда колебаний расхода закачиваемой воды;
- 6) длительность предшествующего стационарного заводнения.

На первые три фактора невозможно оказать значительное влияние. Амплитуда колебаний и длительность предшествующего заводнения зависят от истории разработки, на них в настоящее время также может быть оказано небольшое влияние. Однако длительность полуциклов варьировать можно, следовательно, встает вопрос об обосновании оптимальной продолжительности полуциклов НЗ.

В Филиале «Газпромнефть-Муравленко» длительность полуциклов составляет 15 сут для всех месторождений. Возникает вопрос, почему на месторождениях с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пластов длительность полуциклов одинаковая.

Для корректного определения длительности полуциклов был проведен литературный обзор. В работе [2] описана двуслойная модель пласта, в которой проницаемость верхнего слоя была больше проницаемости нижнего. Проницаемость верхнего слоя определялась как средневзвешенная по толщине для прослоев проницаемостью выше средней по модели. Проницаемость нижнего слоя вычислялась как средневзвешенная по толщине для прослоев проницаемостью ниже средней по модели. Далее вводился безразмерный частотный показатель ρ , определяемый по формуле

$$\rho = \left(\frac{\omega l^2}{2\chi} \right)^{1/2}, \quad (1)$$

где ω – частота колебаний давления; l – расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами; χ – пьезопроводность пласта.

Исследовалось влияние ρ на распределение амплитуд давления и перетоков по длине пласта (рис. 1). Из рис. 1 видно, что с увеличением ρ , а также вблизи добывающей скважины амплитуды давления снижаются. Амплитуды перетоков при больших значениях ρ максимальны вблизи нагнетательной скважины, в зоне отбора значения амплитуды перетоков максимальны при $\rho=1$. Таким образом, максимальному охвату пласта процессом НЗ соответствует $\rho = 1$, следовательно, оптимальная длительность полуциклов НЗ рассчитывается по формуле

$$T = l^2 / 2\chi. \quad (2)$$

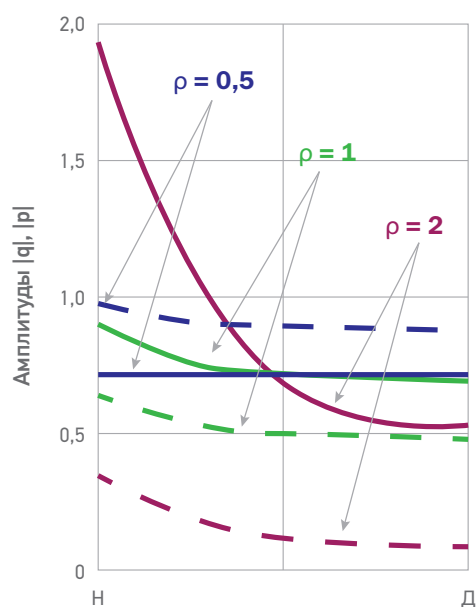


Рис. 1. Изменение амплитуд перетоков $|q|$ (сплошные линии) и давления $|p|$ (штриховые линии) между линиями нагнетания Н и добычи Д для различных значений ρ [2]

Согласно проведенному анализу длительность полуциклов должна соответствовать ФЕС пласта.

Результаты опытно-промысловых испытаний по НЗ в 2015 г.

В июне 2015 г. было принято решение провести ОПИ по НЗ с длительностью полуциклов, вычисленной по формуле (2), с учетом эффективной проницаемости, определенной по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для этого был выбран участок Суторминского месторождения, пласт БС₇ (рис. 2).

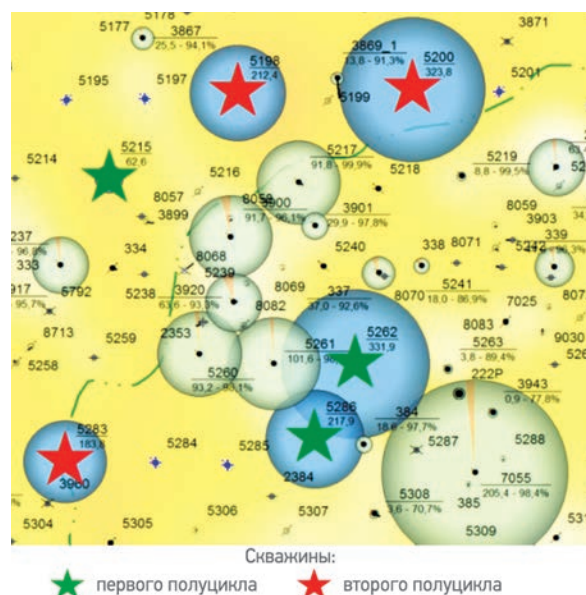


Рис. 2. Участок ОПИ по НЗ пласта БС₇ Суторминского месторождения (2015 г.)

Длительность полуциклов согласно расчетам составила 30 сут. Была выбрана перекрестная схема реализации НЗ: в первый месяц с увеличенной приемистостью работали скважины первого полуцикла, скважины второго полуцикла останавливались, следующий месяц – наоборот (см. рис. 2 и таблицу).

С июня по сентябрь 2015 г. были проведены два полных цикла ОПИ по НЗ. Динамика показателей разработки приведена на рис. 3, из которого видно, что фактический дебит нефти значительно превысил базовый. Дополнительная добыча нефти составила 1,3 тыс. т, объем попутно добываемой жидкости сократился на 1,6 тыс. т. Успешность данных ОПИ подтверждается также снижением обводненности ряда скважин на 10 %, в то время как на аналогичном участке пласта БС₇ Суторминского месторождения, где проводилось НЗ с длительностью полуциклов 15 сут, наибольшее снижение обводненности было достигнуто лишь по одной скважине и составило 4 %.

Номер скважины	Приемистость, м³/сут		
	до ОПИ	Режим ОПИ	
		Первый полуцикл НЗ	Второй полуцикл НЗ
5215	42	192	0
5262	243	362	0
5286	160	253	0
5198	154	0	400
5200	241	0	323
5283	134	0	238
ИТОГО	974	807	961

Таким образом, проведение НЗ с длительностью полуциклов, рассчитанной по формуле (2), является более эффективным.

Изменения в программе нестационарного заводнения в 2016 г.

После успешно проведенного ОПИ в 2015 г. длительность полуциклов НЗ на большинстве участков реализации данного мероприятия была пересмотрена. Продолжительность полуциклов в 2016 г. составила 15, 30 и 45 сут в зависимости от ФЕС пластов.

Так, на Муравленковском месторождении длительность полуциклов была увеличена от 15 до 30 сут. Схема реализации была изменена с классической на блочно-угловую. При этом в период с мая по декабрь 2016 г. дополнительная добыча нефти увеличилась в 2,6 раза по сравнению с аналогичным периодом 2015 г. (от 755 до 1967 т), объем попутно добываемой жидкости сократился на 79277 т (в 5,2 раза по сравнению с 2015 г.).

На Романовском месторождении ранее НЗ проводилось с длительностью полуциклов остановки и работы скважин соответственно 15 и 45 сут из-за существенного влияния объемов закачки на добычу жидкости. В 2016 г. длительность остановки была уве-

личена до 1 мес. В результате не только возросла дополнительная добыча нефти по сравнению с показателями 2015 г., но и значительно снизилась обводненность ряда скважин (рис. 4).

В дальнейшем планируется продолжать применение различных схем реализации НЗ, а также проводить НЗ с длительностью полуциклов, соответствующей ФЕС пласта.

Нестационарное заводнение с периодической работой добывающих и нагнетательных скважин в противофазе

Для увеличения охвата пласта нестационарным воздействием была исследована возможность подключения к нестационарной работе нагнетательных скважин периодическую эксплуатацию высокообводненных скважин. В работе [7] рассматривается двуслойная модель пласта с высоко- и низкопроницаемым слоями. При запуске в работу нагнетательной скважины с увеличенной приемистостью и остановке добывающей скважины давление в высокопроницаемом прослое повышается быстрее со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин, и поток жидкости направляется из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый. При остановке нагнетательной скважины и пуске в работу добывающей давление в низкопроницаемом слое падает медленнее, происходит переток жидкости из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый.

Таким образом, при НЗ с ПФ нестационарные перетоки жидкости возбуждаются со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин; межпластовый перепад давлений в межскважинном пространстве становится существенным, в результате в разработку вовлекаются ранее не дренируемые запасы.

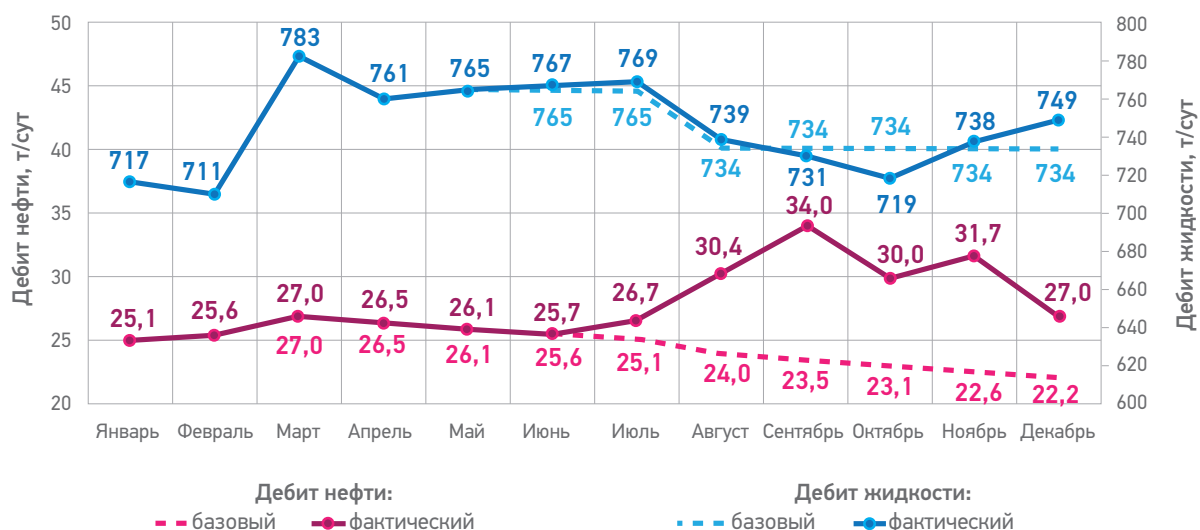


Рис. 3. Динамика показателей разработки участка Суторминского месторождения

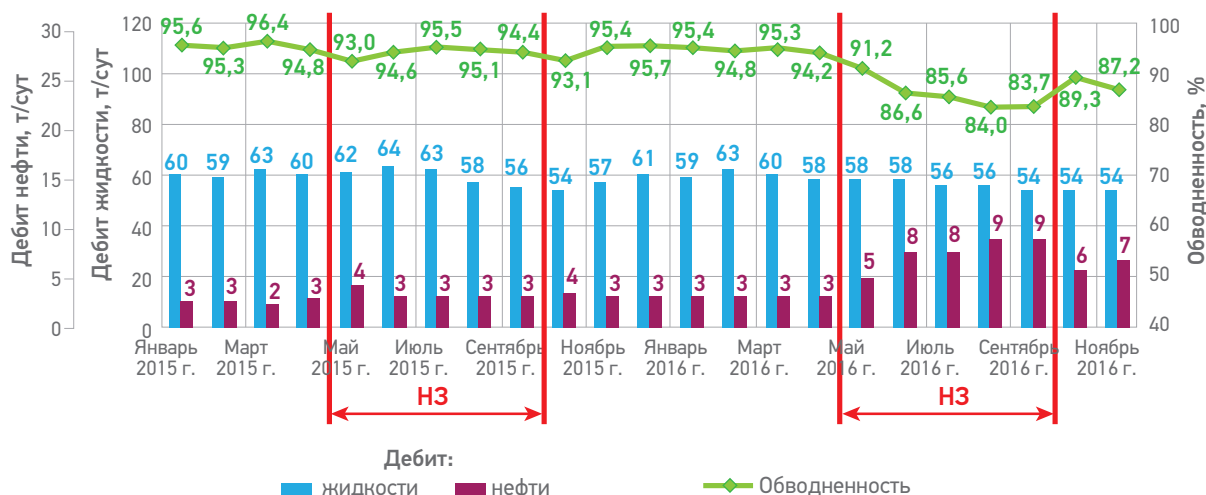


Рис. 4. Динамика показателей скв. 1004 Романовского месторождения

Далее необходимо было обосновать длительность полуциклов для НЗ с ПФ. Для этого рассчитаны:

- время до псевдоустановившегося режима;
- время эксплуатации $t_{\text{экс}}$ и простоя $t_{\text{пр}}$ в зависимости

от длин главных $L_{\text{гл}}$ и нейтральных $L_{\text{н}}$ линий тока [7]

$$t_{\text{экс}} = L_{\text{гл}} \cdot R_{\text{к}} / \chi, \quad (3)$$

$$t_{\text{пр}} = L_{\text{н}} \cdot R_{\text{к}} / \chi, \quad (4)$$

где $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания;

Также были проведены расчеты по формуле (2) для НЗ, проанализирована реакция добывающих скважин на остановку нагнетательных.

Длительность полуциклов НЗ с ПФ была определена как среднее значение из рассчитанных выше-описанными способами.

В Филиале «Газпромнефть-Муравленко» были выбраны два участка на Сугмутском и Муравленковском месторождениях для проведения ОПИ НЗ с ПФ в 2016 г.

ОПИ на Сугмутском месторождении. На рис. 5 представлен участок ОПИ на Сугмутском месторождении со средней обводненностью 96,2 %. Остаточные извлекаемые запасы составляют 170 тыс. т, текущий коэффициент извлечения нефти – 0,325, проницаемость по данным геофизических исследований скважин (ГИС) – $(12-340) \cdot 10^{-3}$ мкм², проницаемость по данным ГДИС – $(4-9) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Для работы в противофазе были выбраны добывающие скважины обводненностью выше средней по участку ОПИ. Длительность полуциклов работы/остановки скважин принята равной 30 сут (среднее расчетное значение составило 28 сут). Первый месяц работали скважины первого полуцикла, останавливались скважины второго полуцикла, следующий месяц – наоборот. Остановка добывающих и нагнетательных скважин проводилась с мая по сентябрь 2016 г. Динамика показате-

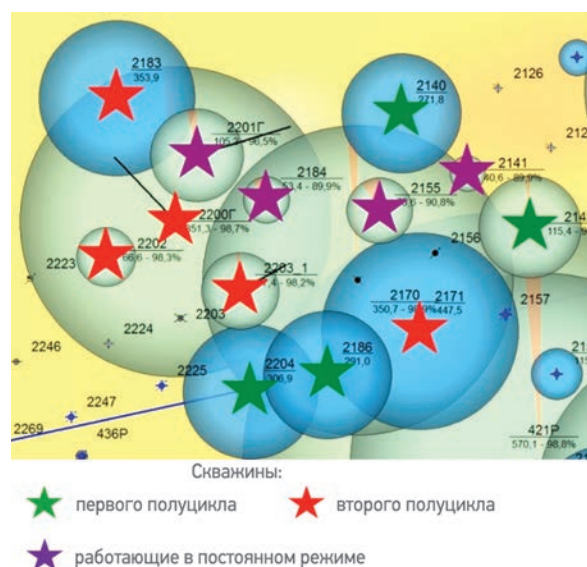


Рис. 5. Участок ОПИ по НЗ с ПФ пласта БС²₉, Сугмутского месторождения

лей приведена на рис. 6. В целом на участке наблюдается небольшое снижение обводненности. Приемистость одних нагнетательных скважин увеличивалась во время остановки других. Увеличение приемистости скв. 2140 негативно повлияло на работу скв. 2141, поэтому режим скв. 2140 был ограничен. В результате обводненность скв. 2141 сначала возросла от 88 % в апреле до 92 % в августе, затем в декабре снизилась до 85 %. Обводненность скв. 2184 также снизилась с 88 % в апреле до 83 % в ноябре, что свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренируемых запасов нефти.

Итоги проведения ОПИ будут подведены в апреле 2017 г. С мая по декабрь 2016 г. годовая добыча нефти снизилась на 3,1 % при уменьшении годовой добычи жидкости на 15 %.

ОПИ на Муравленковском месторождении. На рис. 7 представлен участок ОПИ на Муравленковском место-

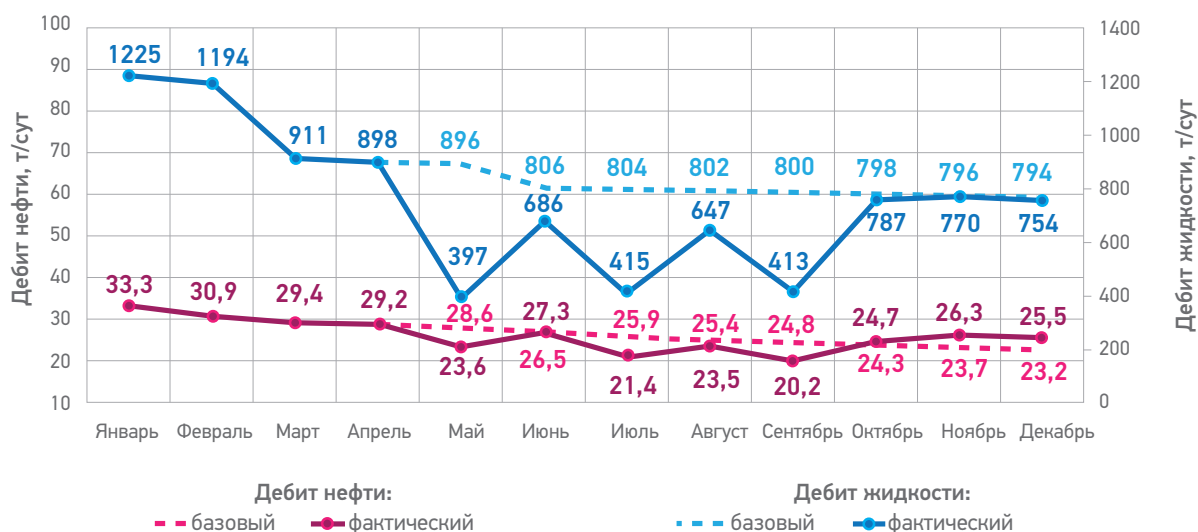


Рис. 6. Динамика показателей разработки участка Сугмутского месторождения

рождении средней обводненностью 97,9 %. Остаточные извлекаемые запасы – 56 тыс. т, текущий КИН – 0,404, проницаемость по данным ГИС – $(15-70) \cdot 10^{-3}$ мкм², по данным ГДИС – $(4-7) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Длительность полуциклов работы/остановки скважин была выбрана равной 30 сут (среднее расчетное значение составило 34 сут). Периодически эксплуатировались только высокообводненные добывающие скважины. Как и на участке Сугмутского месторождения, в первый месяц останавливались скважины второго полуцикла, следующий месяц – скважины первого полуцикла. Динамика дебитов нефти и жидкости приведена на рис. 8. На участке наблюдается не-

значительное (1-2 %), снижение обводненности некоторых скважин, начиная с июня.

Итоги проведения ОПИ будут также подведены в апреле 2017 г. С мая по декабрь 2016 г. годовая добыча нефти снизилась на 3,8 %, годовая добыча жидкости – на 9 %.

Мониторинг режимов работы нагнетательных скважин

Крайне важным является оперативный мониторинг режимов работы нагнетательных скважин в соответствии с программой НЗ. С целью автоматизации и ускорения процесса контроля в рамках данной работы был разработан макрос для мониторинга нагнетательных скважин, который автоматизирует процесс формирования среднесуточной и текущей приемистости нагнетательных скважин и вычисляет отклонение от режимных параметров. Входной информацией является выгрузка из АСОДУ. Основные преимущества использования макроса заключаются в значительном ускорении формирования сводного отчета (всего 2 мин, ранее требовалось 50 мин) и исключении человеческого фактора. Алгоритм, используемый в макросе, передан в ИТСК для внедрения в корпоративную программу «Электронная Шахматка» с целью унификации и автоматизации процесса мониторинга режимов нагнетательных скважин.

Заключение

В работе рассмотрены два направления нестационарного воздействия. Обоснована эффективность расчета длительности полуциклов НЗ по формуле (2) и данным ГДИС. Увеличение длительности полуциклов

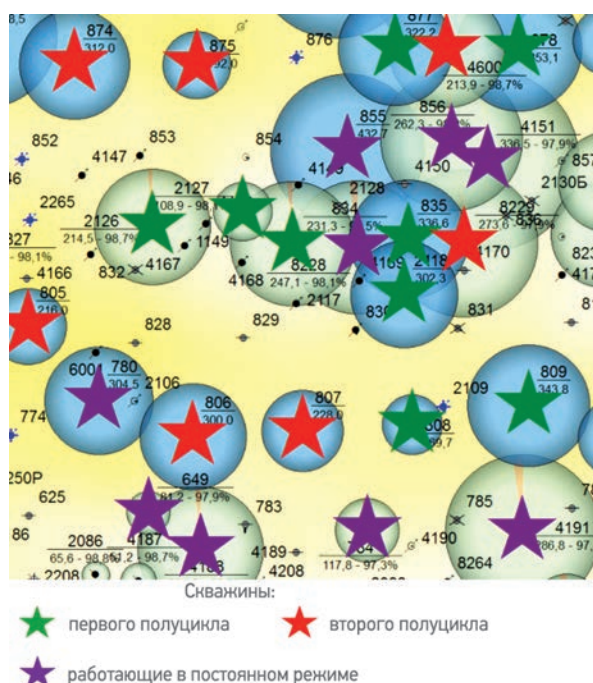


Рис. 7. Участок ОПИ НЗ с ПФ пласта БС₁₁ Муравленковского месторождения

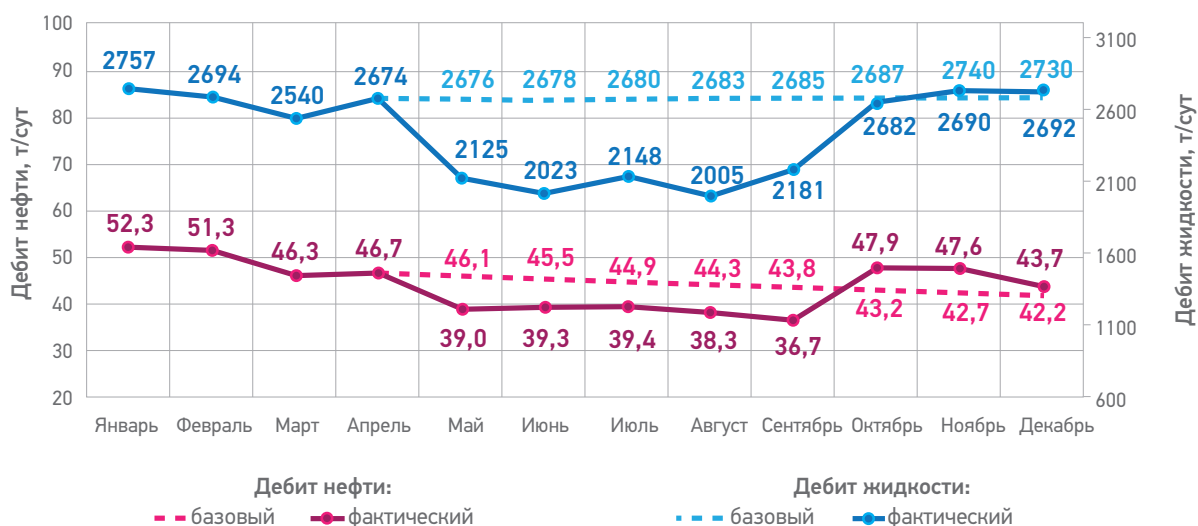


Рис. 8. Динамика показателей разработки участка Муравленковского месторождения

положительно повлияло на показатели эффективности НЗ. Далее планируется организация НЗ на всех участках с длительностью полуциклов, рассчитанной в соответствии ФЕС пласта, а также опробование различных схем реализации.

Значительное сокращение объема попутно добываемой жидкости при применении НЗ с ПФ позволило уменьшить операционные затраты – экономический

эффект за период с мая по декабрь 2016 г. составил около 2 млн руб.

Разработанный макрос позволил автоматизировать мониторинг работы нагнетательных скважин.

Полученные результаты могут быть применены и в других дочерних и зависимых обществах для повышения эффективности нестационарного воздействия на пласт.

Список литературы

1. А.с. № 193402. Способ разработки нефтяных месторождений/А.А. Боксерман, А.И. Губанов, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков, В.Г. Оганджаниянц, М.Л. Сургучев; заявитель ВНИИ-нефть. – № 1011799/22-3; заявл. 01.06.65; опубл. 28.06.67.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Гуляев В.Н. Выбор эксплуатационных участков на объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи: Дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2014. – 139 с.
5. Shchipanov A.A., Surguchev L.M., Jakobsen S.R./Improved oil recovery by cyclic injection and production//SPE 116873. – 2008.
6. Савельев О.Ю., Флаас А.С. К проблеме выработки запасов Турнейско-фаменского эксплуатационного объекта, Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения. Оценка возможности применения периодического заводнения в условиях сложнопостроенного трещинно-порового коллектора//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 92-100.
7. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений: Дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2005.

Reference

1. Certificate of authorship no. 193402, *Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* (The method of oil field development), Authors: Bokserman A.A., Gubanov A.I., Zheltov Yu.P., Kocheshkov A.A., Ogandzhanyants V.G., Surguchev M.L.
2. Surguchev M.L., Sharbatova I.N., *Tsiklichesкое vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* (Cyclical effects on heterogeneous oil layers), Moscow: Nedra Publ., 1988, 121 p.
3. Surguchev M.L., *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* (Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery), Moscow: Nedra Publ., 1985, 308 p.
4. Gulyaev V.N., *Vybor ekspluatatsionnykh uchastkov na ob"ektakh dlya primeneniya gidrodinamicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi* (Selection of operational areas at the facilities for use of hydrodynamic methods of enhanced oil recovery): thesis of candidate of technical science, Tyumen', 2014.
5. Shchipanov A.A., Surguchev L.M., Jakobsen S.R., *Improved oil recovery by cyclic injection and production*, 2008, SPE 116873.
6. Savel'ev O.Yu., Flaas A.S., *To the reserves development problem of Tournasian-Famennian exploitation object, Unvin-skoye field* (In Russ.), Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnikeskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2006, no. 1, pp. 92–100.
7. Vladimirov I.V., *Nestatsionarnye tekhnologii v razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* (Non-stationary technologies in the development of oil fields): thesis of doctor of technical science, Ufa, 2005.

УДК 550.8.072
© В.Ю. Климов, 2017

ВЫБОР УСТОЙЧИВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ – ПУТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЦЕННОСТИ АКТИВА

В.Ю. Климов

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

Адрес для связи: Klimov.VYu@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: устойчивая система разработки, вероятностная оценка профиля добычи нефти, оценка влияния информации, полученной в результате проведения опытно-промышленных работ (ОПР)

Choice of stable development system – way to improve asset value

V.Yu. Klimov (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

Analysis of running projects shows a significant deviation in time and budget with respect to planned resources due to various factors, which are expressed in: an aggressive evaluation, excessive optimism and the human factor. The author proposes an algorithm of multi-parameter optimization (optimal and sustainable solution) of development system based on exhaustive search of geological parameters and technological solutions which allows: to choose the development system, perform an objective evaluation of the oil profile production, create targeted research program and to assess the impact of pilot project results on oil production profile. The algorithm is universal and does not require special resources for use in other projects or oil and gas fields. Results of the study could be widely used: with an increase of development system density increases the optimal length of the well, as well as the use of tax benefits to maximize oil recovery, decompression development system increases the optimum angle of development system to maximum stress, while maintaining the maximum level of project NPV (RF account as a criterion for optimization reduces the value of the asset)

Keywords: optimal development plan, probability oil production forecasting, pilot project result influence on forecasting

Введение

Согласно результатам ретроспективного анализа запускаемых в нефтегазовой отрасли проектов часто наблюдаются значительные отклонения по срокам и планируемому бюджету даже среди крупных игроков на рынке, таких как компании BP, Shell, Total, Chevron, ExxonMobil, Eni.

Это обусловлено рядом негативных факторов, которые не учитываются на ранних стадиях развития проектов: агрессивные оценки геологических параметров, чрезмерный оптимизм капитальных затрат, субъективный фактор темпов изучения месторождений и др. Некоторые факторы являются управляемыми по средствам повышения качества менеджмента проекта и подбора технологических решений, другие – неопределенности в части геологии и разработки – остаются до ликвидации месторождения.

На ранних стадиях реализации проектов существует максимальная возможность повышения ценности проекта при условии минимальных затрат на реализацию программы геолого-разведочных (ГРП)

и опытно-промышленных (ОПР) работ, а также при реализации расширенного концептуального проектирования Front-end loading (FEL) (рис. 1), который позволяет корректно оценивать риски и неопределенности, а также формировать стратегию развития проекта. Таким образом, начав работать с проектом по FEL можно прийти к конечной точке «А», которая соответствует максимальному значению NPV, однако, мы не можем полностью исключить все риски и неопределенности, поэтому в пессимистичном варианте NPV может прийти в точку «В». При недостаточном уровне концептуального проектирования конечная стоимость актива будет соответствовать точке «С», при пессимистичном варианте – точке «D».

В мировой практике широко распространены методики повышения ценности проектов – SPE240, SPE1673, SPE 59783 и др., инженеры-проектировщики занимаются данным вопросом с 1950 г. В компании «Газпром нефть» реализуются методики, позволяющие максимизировать NPV, в частности, данные расчеты выполнялись для месторождений Новый Порт (+200

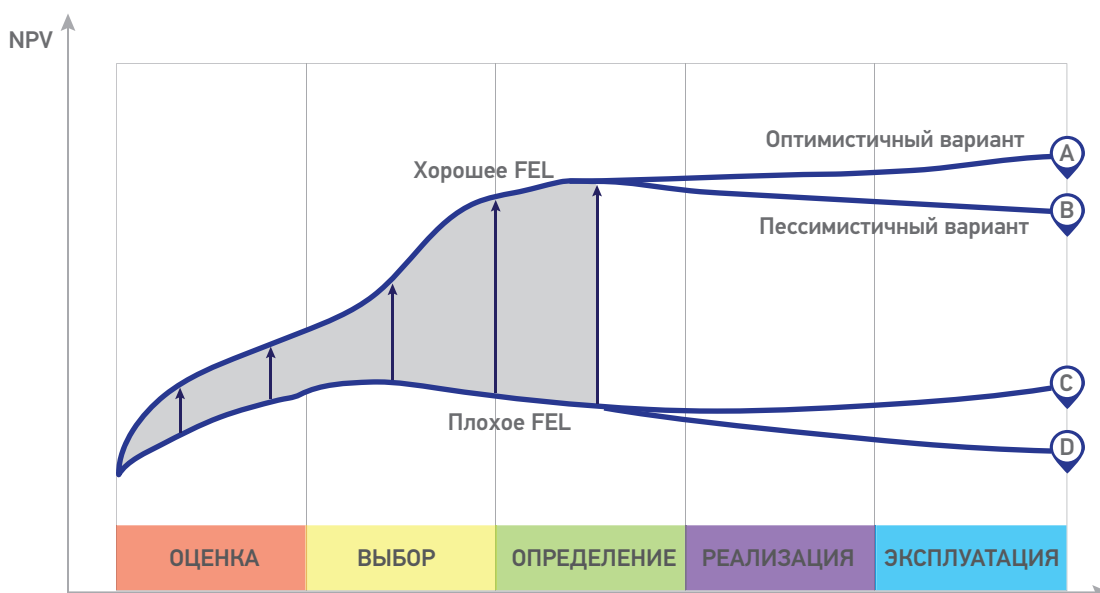


Рис. 1. Зависимость NPV проекта от стадии реализации и степень влияния концептуального проектирования

руб/т) и Восточно-Мессояхское (+500 руб/т). Однако чаще всего поиск оптимального технологического решения проводится для единичного случая по геологии, без оценки устойчивости решения для спектра возможных геологических сценариев.

Учет рисков и неопределенностей требует развития нового инструментария, в том числе для выявления ключевых неопределенностей при вероятностной оценке добычи и степени влияния ОПР на ее прогноз. Разработанный алгоритм позволяет обосновать оптимальную и устойчивую к любым геологическим сценариям систему разработки и выполнить качественную вероятностную оценку профиля добычи нефти с учетом всех сочетаний неопределенностей.

Алгоритм выбора системы разработки и оценки профиля добычи нефти

Алгоритм минимизации CAPEX проекта и повышения эффективности сценария разработки состоит из пяти этапов (рис. 2), каждый из которых характеризуется своими параметрами и уровнем детализации в области геологии и разработки.

На вход подается полный набор накопленной информации по активу, результаты оценки неопределенности показателей геологии и разработки, формируется масштабируемая модель стоимости бурения и обустройства, а также матрицы по геологическим сценариям и системам разработки.

На выходе с каждого этапа применяется фильтр, который позволяет выявлять область поиска для

следующего этапа, сужая диапазон поиска оптимальной и устойчивой системы разработки. Таким образом, неопределенности, находящиеся на входе в алгоритм, формируют устойчивые технологические решения.

Критерий устойчивости. Учет эффективности и риска

Критерий устойчивости определяется по результатам пяти последовательных действий (рис. 3).

1. Формирование матрицы «технологий» на основе рассматриваемых параметров системы разработки: ПСС, варианта заканчивания скважины, длины ГУ, соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин, числа стадий ГРП – обычный или МГРП, геометрии трещины ГРП.

Число параметров возрастает в зависимости от требований детализации расчетов и стадии изученности месторождения.

2. Формирование матрицы «геологии», которая основана на фактических промысловых данных. Данная матрица отражает диапазон возможных геологических сценариев и может быть представлена в различном виде (таблица геолого-физических характеристик, набор 2D карт, 3D полномасштабные геологические модели) в соответствии с иерархией применимости моделей.

3. Результатами перемножения матриц «технологии» и «геологии» являются рассчитанные профили добычи нефти для каждого сценария из п. 1 и п. 2, а также оценка распределения NPV и индекса доход-

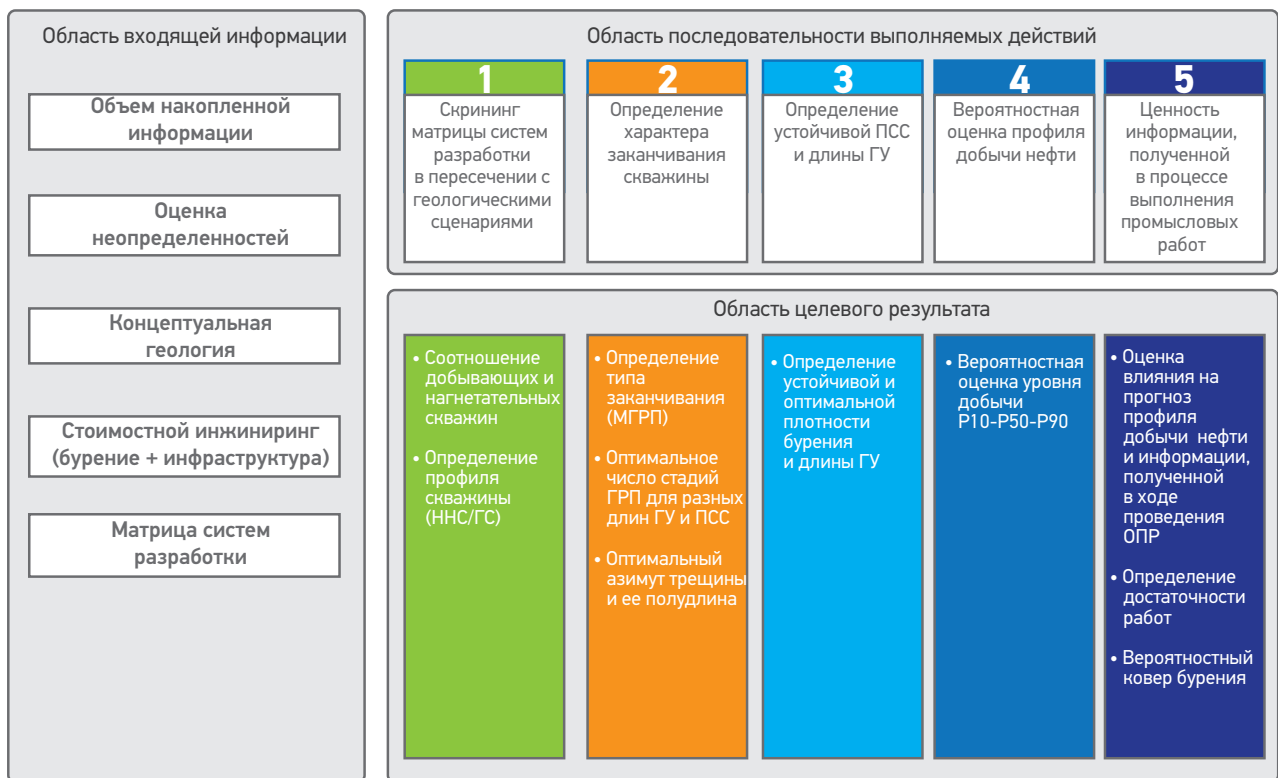


Рис. 2. Алгоритм подбора системы разработки и оценки профиля добычи нефти (ПСС – плотность сетки скважин; ГУ – горизонтальный участок; ННС, ГС – скважина соответственно наклонно направленная и горизонтальная; ГРП – гидроразрыв пласта; МГРП – многостадийный ГРП)

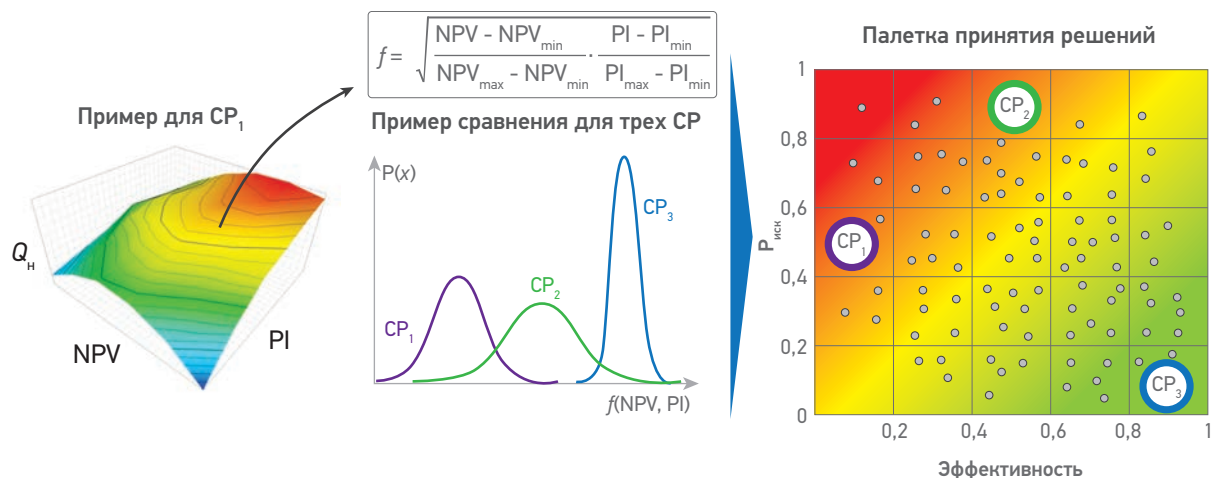


Рис. 3. Критерий устойчивости, учет эффективности и риска (CP_1 , CP_2 , CP_3 – сценарий разработки соответственно с низкой эффективностью и средним риском, средней эффективностью и высоким риском, высокой эффективностью и низким риском; Q_n – добыча нефти; PI – индекс рентабельности)

ности PI с учетом финансово-экономической модели и универсальной модели оценки капитальных затрат наземной инфраструктуры и бурения (стоимостной инжиниринг). Данный пункт позволяет оценить различные пути реализации проекта кросс-функционально на ранних сроках изученности.

4. Пересчет экономических показателей по формуле комплексного параметра

$$f = \sqrt{\frac{NPV - NPV_{\min}}{NPV_{\max} - NPV_{\min}} \cdot \frac{PI - PI_{\min}}{PI_{\max} - PI_{\min}}} \quad (1)$$

позволяет привести системы разработки к единым координатам и оценить не только эффективность от реализации технологического сценария в виде NPV , но и доходность начальных капиталовложений относительно прибыльности актива.

Относительная вариация по параметру $f(NPV, PI)$ – является показателем «разброса» $P10$ и $P90$ от $P50$ и отражает устойчивость системы к возможным геологическим сценариям

$$\text{Риск} = \frac{(P10 - P90)}{2 \cdot P50} \quad (2)$$

$P50$ по комплексному параметру $f(NPV, PI)$ является показателем эффективности

5. Перенос результатов расчета на «палетку принятия решений», которая выражена показателями эффективности и риска. Целевой областью для принятия положительного решения по системе разработки является правый нижний квадрант, характеризующийся максимальной эффективностью и минимальными рисками при реализации различных геологических сценариев, и соответствует наиболее устойчивому и оптимальному варианту.

Преимуществом данного подхода является не только определение оптимального и устойчивого варианта, а также выявление альтернативных сценариев, которые могут быть использованы при изменении концептуальных представлений о месторождении.

При выборе системы разработки не используется коэффициент извлечения нефти (КИН), так как его учет снижает ценность актива при принятии решения на текущий момент времени. Данное допущение компенсируется на поздних стадиях разработки месторождения, когда применяются геолого-технические мероприятия (ГТМ) и предоставляются налоговые льготы оператору, что повышает КИН при неизменном NPV.

Результаты итерационных расчетов

Первый этап показал, что оптимальной и устойчивой к геологическим неопределенностям является система разработки с соотношением числа горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин 1:1, более жесткая при поддержании пластового давления (ППД). Применение данной системы разработки, а также бурение ГС позволяют максимизировать дебит нефти при аналогичных затратах на бурение до целевого пласта (рис. 4).

Второй этап позволил выделить самые эффективные комбинации технологических решений по проведению МГРП для различных сочетаний плотности бурения скважин и длин ГУ (рис. 5).

По результатам расчетов установлено, что с разуплотнением сетки скважин увеличивается оптимальная полудлина трещины ГРП, с ростом длины ГУ повышается

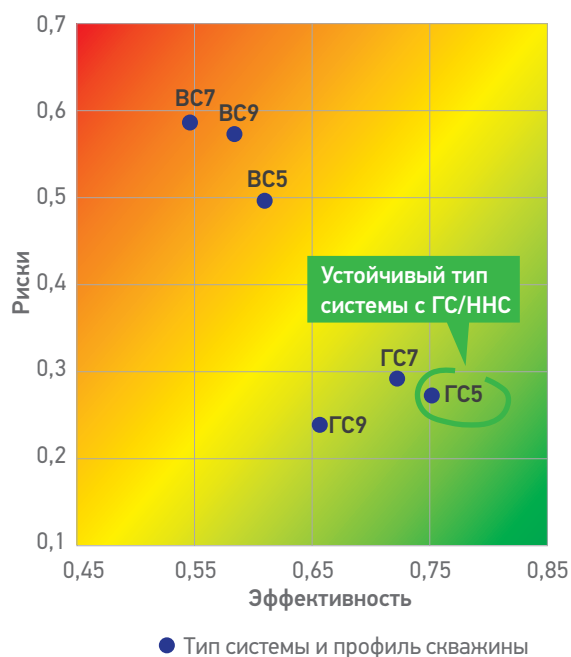


Рис. 4. Обоснование типа системы разработки и профиля скважины (ВС – вертикальная скважина)

число стадий ГРП. Следует отметить тенденцию разворота системы разработки относительно направления максимального стресса, при небольшой ПСС оптимальным является бурение скважин по направлению стресса, что позволяет создавать трещины ГРП вдоль ствола. Это в свою очередь исключает риски раннего прорыва воды вследствие образования трещин автоГРП в нагнетательных скважинах.

Однако при разуплотнении сетки скважин последнее необходимо располагать под углом 45° к максимальному стрессу, что позволяет увеличить дренируемую зону, повысить начальный дебит и степень охвата зоны воздействием.

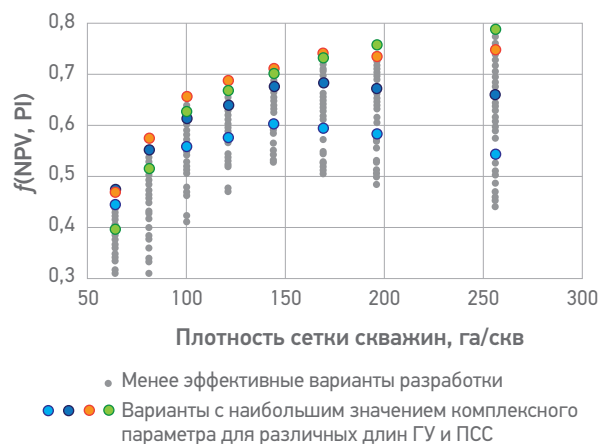


Рис. 5. Обоснование применимости МГРП и оптимальных параметров трещины ГРП

Третья итерация дала возможность определить устойчивую ПСС и длину ГУ с учетом вариации геологических сценариев в соответствии с распределениями геологических параметров (рис. 6).

Расчеты показали, что с повышением ПСС увеличивается оптимальная длина скважины, таким образом, длина ГУ определяется исходя из технических ограничений бурения.

Ограничение по бурению ГУ обуславливается требованиями к технологической составляющей, в частности, к типу используемой буровой установки. При успешном проведении ОПР рекомендовано использовать более мощную буровую установку с целью опробования технологий и повышения ценности актива в будущем.

Четвертый этап обеспечил оценку вероятного диапазона изменения профиля добычи нефти при случайных геологических сценариях (рис. 7).

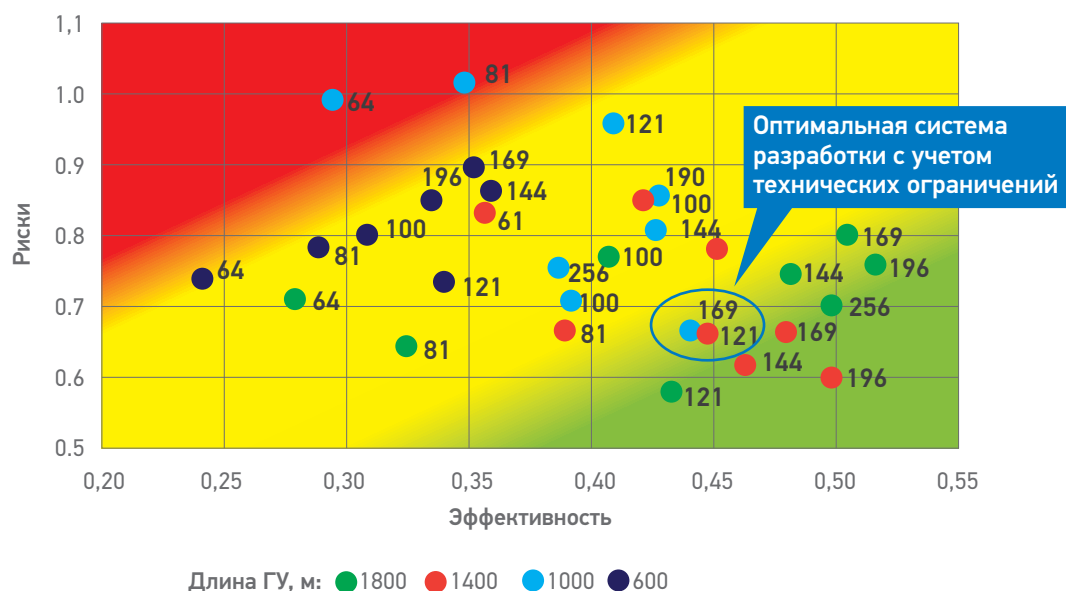


Рис. 6. Палетка принятия решения по обоснованию устойчивой ПСС и длины ГУ

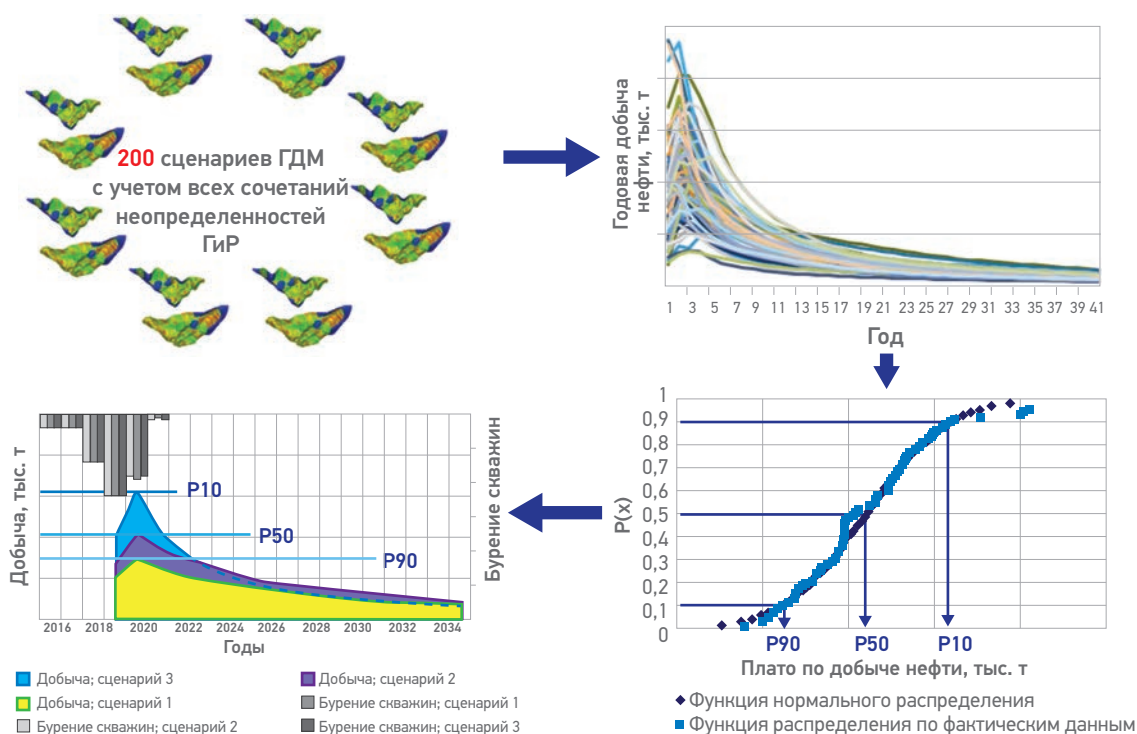


Рис. 7. Вероятностная оценка уровня профиля добычи нефти (ГДМ – гидродинамическая модель, ГиР – геология и разработка)

Проект, по которому выполнялся расчет концептуальных решений по разработке, находится на стадии оценки – определения минимальных рентабельных запасов, уровня капитальных вложений для начала реализации первой фазы проекта и разработки программы доизучения запасов последующих фаз проекта.

В результате анализа распределения плато по добыче были выделены квантили значений, соответствующие вероятностям P10-P50-P90, которые определяют уровень капитальных вложений в инфраструктуру.

Преимуществом данного этапа является то, что выделенные квантили по уровню добычи нефти получены в результате независимой вероятностной оценки с учетом всех сочетаний неопределенностей геологии и разработки в автоматическом режиме, что полностью исключает человеческий фактор.

Следует отметить, что требуется повторить весь цикл выполнения работ по представленному алгоритму в случае появления критического объема информации, которая влияет на исходные данные (сужает или расширяет диапазоны неопределенности по параметрам, вносит новые неопределенности) или изменяет представление о пласте в процессе изучения исходной информации.

Оценка влияния информации, полученной в результате проведения ОПР, на прогноз профиля добычи нефти

При выполнении представленного алгоритма на пятом этапе появляется возможность проводить опциональные расчеты.

1. Оценка влияния информации, полученной после проведения ОПР, на прогноз профиля добычи нефти. Данный пункт позволяет ответить на вопросы: 1) как повлияет информация, которая может быть получена в процессе выполнения физических работ; 2) сокращается ли диапазон неопределенности по профилю и на сколько; 3) необходимы ли будут дополнительные работы и в каком объеме.

2. Создание вероятностного ковра бурения. В процессе четвертого этапа создается набор геологических моделей, на которых проводится расчет системы разработки с одинаковым пространственным расположением скважин. Таким образом, для каждой скважины можно провести расчет коэффициента вариации (C_v) по дисконтированной накопленной добыче нефти и в соответствии с максимальным значе-

нием накопленной дисконтированной добычи и минимальным коэффициентом вариации, выполнить ранжирование очередности бурения проектных скважин. В рамках данного проекта создание вероятностного ковра бурения не выполнялось в силу недостаточной изученности актива.

3. Идентификация неопределенностей-драйверов и формирование адресной программы изучения. По результатам расчета ГДМ с вариацией геологических параметров, соответствующих крайним значениям, определяется степень их влияния на прогноз профиля добычи нефти и выстраивается программа доизучения месторождения с ранжированием по приоритетности.

Для проекта, по которому выполнялись данные работы, актуальным вопросом является первый пункт опциональных расчетов – оценка влияния информации, полученной после проведения ОПР, на прогноз профиля добычи нефти. Для этого были оценены возможные добычные характеристики ГС в рамках программы ОПР на основе сформированных ранее геологических сценариев. Средний начальный дебит ГС за первые 30 сут был экспертно разделен на четыре группы:

- 1) менее 100 т/сут;
- 2) 100 – 200 т/сут;
- 3) 200 – 300 т/сут;
- 4) более 300 т/сут.

Каждая группа характеризует выборку по уровню добычи нефти всей залежи, полученному путем расчета ГДМ. Для каждой выборки рассчитаны вероятности P10-P50-P90.

В результате была построена зависимость прогноза уровня добычи нефти в формате P10-50-90 от начального дебита скважины в рамках проведения ОПР (рис. 8), по которой можно оценить динамику прогноза уровня добычи нефти и достаточность текущей программы ОПР.

Предварительно вычисляется оптимальное значение уровня добычи нефти, при котором проект является условно положительным ($NPV \approx 0$). Данный уровень добычи является граничным условием разделения прогноза на убыточные варианты, при которых $NPV < 0$ и прибыльные варианты, при которых $NPV > 0$.

Если вариант по уровню профиля добычи нефти, соответствующий вероятности P90, будет находиться в зоне убыточности, но при этом существует возможность «приза» в варианте P10 (находится в зоне прибыльности), то необходимо проводить дополнительные ОПР до тех пор, пока вариант P90 не окажется в зоне

прибыльности или вариант P10 не окажется в зоне убыточности. Все расчеты проводятся с учетом затрат на дополнительные мероприятия в ходе ОПР и сдвигом по времени запуска проекта в полномасштабную разработку для корректного учета дисконтирования.

Таким образом информация о начальном дебите скважины после ОПР дает возможность значительно сузить диапазон неопределенности прогнозируемого уровня добычи нефти.

С увеличением среднего начального дебита скважины за первый месяц после ОПР возрастает прогнозная среднегодовая пиковая добыча нефти всей залежи.

Текущая программа проведения ОПР не исключает неопределенности прогнозируемого уровня добычи в достаточном объеме для полномасштабной реализации проекта.

Результаты работы

1. Создан алгоритм обоснования оптимальной и устойчивой к любым геологическим условиям системы разработки.
2. Созданы универсальные модели бурения и инфраструктуры.
3. Подобрана оптимальная и устойчивая система разработки.
4. Определены альтернативные варианты по системам разработки.
5. Выработана стратегия повышения ценности актива при успешных ОПР.

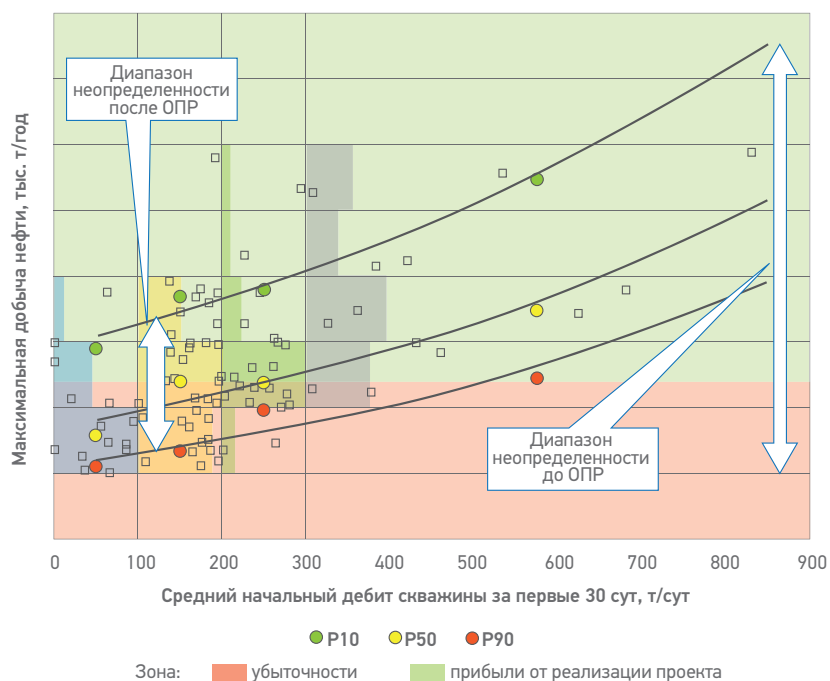


Рис. 8. Вероятностная оценка уровня добычи нефти

6. Определена степень влияния результатов ОПР на прогноз добычи нефти на основе многовариантных расчетов ГДМ.

Выводы

1. С увеличением значения ПСС увеличивается оптимальная длина скважины.
2. При разуплотнении ПСС увеличивается оптимальный угол разворота системы разработки относительно максимального стресса.
3. Применение налоговых льгот позволяет максимизировать КИН при сохранении максимального проектного уровня NPV (учет КИН в качестве оптимизационного критерия снижает ценность актива).

УДК 621.651/.69
© В.А. Гаврилов, 2017

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В.А. Гаврилов

(ООО «Газпромнефть-Восток»)

Адрес для связи: Gavrilov.VA@tomsk.gazprom-neft.ru

Ключевые слова: энергоэффективность, насосное оборудование, методы снижения энергопотребления, частотное регулирование привода

Ways to improve the energy efficiency of pump equipment

V.A. Gavrilov (Gazpromneft-Vostok LLC, RF, Tomsk)

According to various estimations, 20-25 % of the world energy consumption accounts for pump equipment. In some industries, this value reaches 50 % or more. The problem of energy saving is becoming increasingly important as for global situation as for individual businesses. Gazpromneft-Vostok – is not an exception. This problem is particularly relevant for Southwest part of Krapivinskoe oilfield, due to the limited associated gas production. The company is forced to buy associated petroleum gas and diesel fuel. In this regard, the aim of the project is to select the most effective way to reduce energy consumption at oil transport process considering capital expenditures. The method proposed to use – a new approach for electric pumps frequency regulation. The project provides practical application the minimum pump speed reduction at constant parameters of the network. The application of this method will provide the electricity consumption reduction and decrease the money spending at company's oilfields and other companies.

Keywords: energy efficiency, pump equipment, methods to reduce energy consumption, frequency drive control

Введение

В настоящее время в России уделяется большое внимание вопросам энергосбережения и повышения энергоэффективности. Основные положения энергетической политики государства закреплены в Федеральном законе № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». Согласно Стратегии основной целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности является рациональное использование энергетических ресурсов [1].

Способы повышения энергоэффективности насосного оборудования

По разным оценкам до 50 % мирового потребления всей вырабатываемой электроэнергии при подготовке и транспорте нефти приходится на насосное оборудование [2]. В ООО «Газпромнефть-Восток» проблема повышения эффективности насосного оборудования особенно актуальна для юго-западной части Крапивинского месторождения, где в связи с ограниченной добычей нефтяного газа для выработки электроэнергии, приходится покупать нефтяной газ и дизельное топливо.

Кроме того, в 2017 г. вводится в эксплуатацию ВЛ-35 и покупка электроэнергии будет осуществляться от сетей. Поэтому дожимная насосная станция (ДНС) с установкой предварительного сброса воды и газа (УПСВГ) юго-западной части Крапивинского месторождения стала отправной точкой для решения данной проблемы.

Существует ряд методов снижения энергопотребления насосными системами, основные из которых приведены в табл. 1 [2]. Из их анализа можно сделать следующие выводы.

- Метод подрезки рабочего колеса эффективен лишь в уже «устоявшихся системах» со стабильной гидравликой трубопроводов и не обеспечит быстрой замены рабочего колеса для изменения напора, развиваемого насосным агрегатом.
- Методы замены электродвигателей и насосов на более эффективные требуют значительных капитальных вложений. На рис. 1 представлены ориентировочные затраты при замене насосных агрегатов ЦНС на винтовые, характеризующиеся более низким энергопотреблением и более высоким к.п.д. по сравнению с электроцентробежными насосами, в насосной внешней откачки (НВО) на ДНС с УПСВГ юго-западной части Крапивинского месторождения.

При существующей схеме работы насосов внешней откачки ДНС с УПСВГ самым актуальным методом

Таблица 1

Методы снижения энергопотребления насосными системами	Снижение энергопотребления*, %
Замена регулирования расхода энергопотребления запорно-регулирующей арматурой на регулирование частотой вращения	10 – 60
Снижение частоты вращения насосов при неизменных параметрах сети	5 – 40
Подрезка рабочего колеса	До 20, в среднем 10
Замена электродвигателей на более эффективные	1 – 3
Замена насосов на более эффективные	1 – 2

* По результатам исследования Европейской ассоциации производителей насосов.

снижения энергопотребления является снижение частоты вращения насосов при неизменных параметрах сети, а также замена регулирования расхода энергопотребления запорно-регулирующей арматурой на регулирование частотой вращения. Однако 1/3 времени в месяц работа насосных агрегатов внешней откачки ДНС с УПСВГ осуществляется на исторически сложившейся минимальной частоте 30 Гц, тем не менее расход перекачиваемой нефти дополнительно регулируется запорно-регулирующей арматурой на линии нагнетания. За счет гидравлических потерь в системе на перекачку 690 т нефти расходуется 1170 кВт электроэнергии.

Результаты испытаний насосных агрегатов на разных частотах

Существует мнение, что при пониженных частотах вращения ухудшаются условия охлаждения самовентилируемых электродвигателей, применяемых в приводе насосов, что может привести к перегреву обмоток электродвигателя и выходу его из строя. Заручившись поддержкой технических специалистов НП ЗАО «Электромаш», специалисты ООО «Газпромнефть-Восток» провели испытания насосных агрегатов внешней откачки ЦНС 105/490 на ДНС с УПСВГ юго-западной части Крапивинского месторождения на частотах 30 и 20 Гц (на частоте 20 Гц насосный агрегат проработал

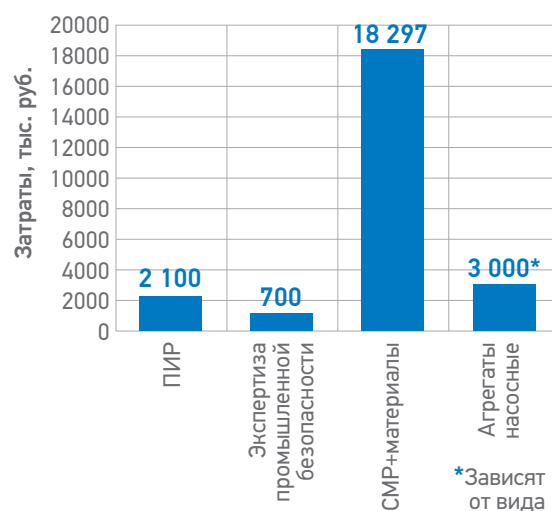


Рис. 1. Затраты по замене насосных агрегатов ЦНС на винтовые в НВО ДНС с УПСВГ юго-западной части Крапивинского месторождения (ПИР – проектно-изыскательские работы; СМР – строительно-монтажные работы)

непрерывно 72 ч). Результаты испытаний показали следующее: при частоте 20 Гц все температурные характеристики рабочих узлов электродвигателя и насоса остаются в пределах допустимых технологических параметров системы (рис. 2 и 3).

При режиме откачки нефти при частоте 20 Гц и полностью открытой запорно-регулирующей арматуре при откачке 690 т расходуется всего лишь 522 кВт электроэнергии.

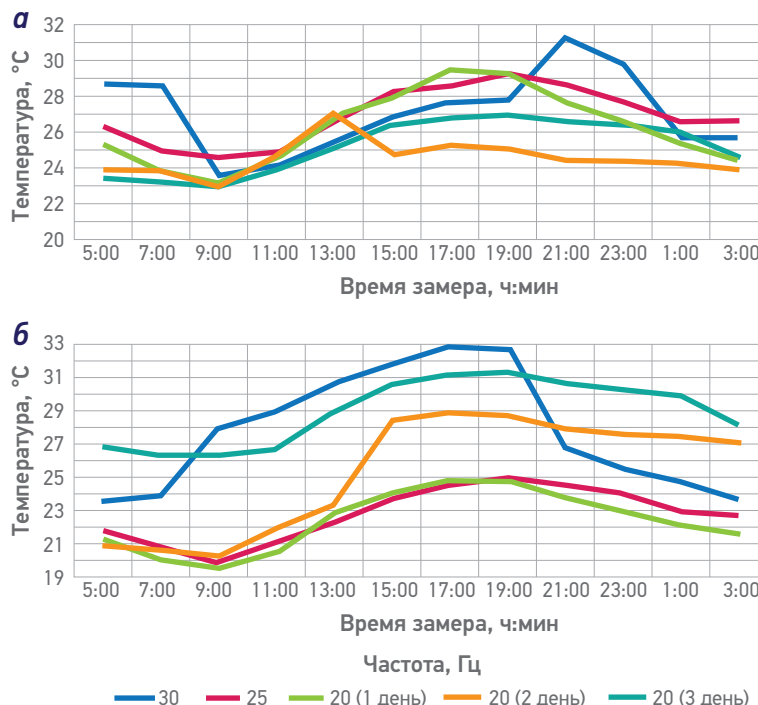


Рис. 2. Температурные характеристики переднего (а), заднего (б) подшипника насоса

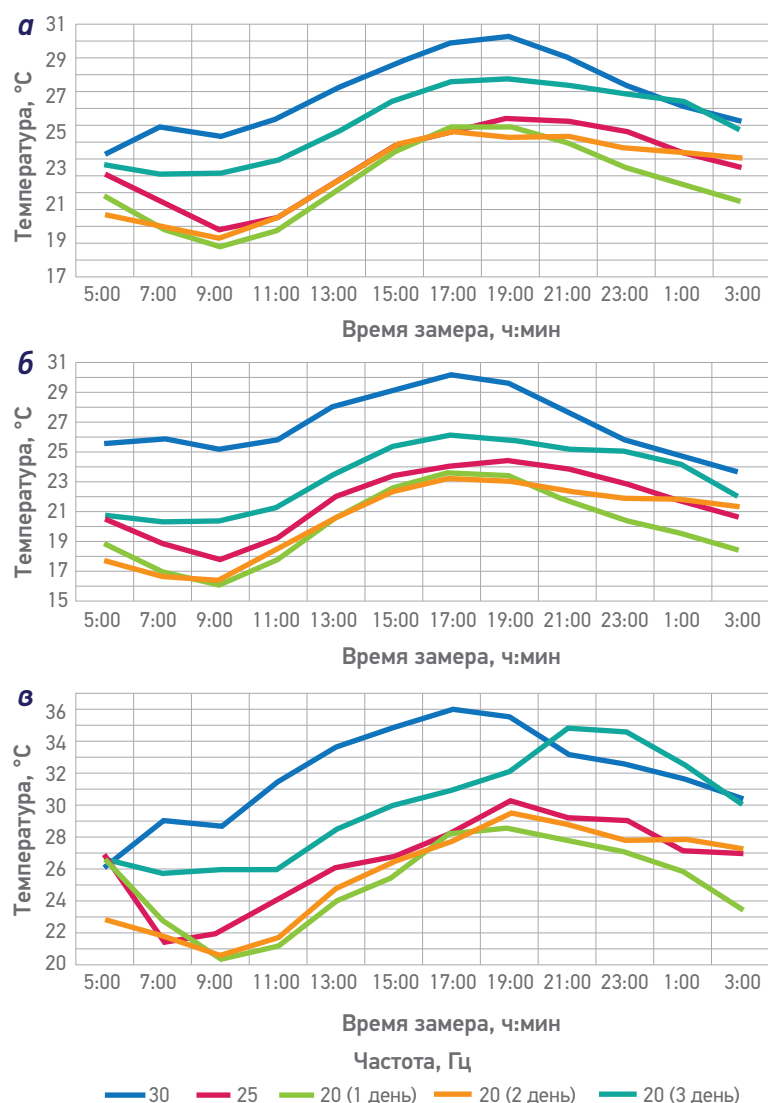


Рис. 3. Температурные характеристики переднего (а), заднего (б) подшипников и статора электродвигателя (в)

Таблица 2

Минимальная частота работы электродвигателя, Гц	Объем перекачанной нефти, т/сут	Расход электроэнергии		Открытие ЗРА, %
		суточный, кВт/ч	удельный, кВт·ч/т	
30	690	1170	1,7	20
20	690	522	0,76	100

В табл. 2 представлены показатели работы насосов внешней откачки ДНС с УПСВГ при частоте 20 и 30 Гц.

В настоящее время во всем мире широко реализуется данный способ управления асинхронной машиной, который эффективен не только с точки зрения экономии энергии, но и с точки зрения совершенствования управления технологическим процессом.

Мероприятия по снижению частоты вращения электродвигателя до 20 Гц на насосах внешней откачки ДНС с УПСВГ юго-западной части Крапивинского месторождения показали целесообразность применения данной практики для насосных агрегатов без каких-либо негативных факторов воздействия на сам насос или электродвигатель.

Заключение

Распространение метода снижения частоты вращения электропривода до 20 Гц на других объектах ООО «Газпромнефть-Восток» или в периметре компании может обеспечить значительную экономию потребления электроэнергии и сократить расходы предприятия на электроснабжение.

Так, включение в проект насосного оборудования с частотным регулированием расхода под максимальную загрузку объекта позволит сократить расходы на дальнейшее техническое перевооружение объекта, вызванное увеличением производственных мощностей насосного оборудования.

Список литературы

1. Самоленков С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом»: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — СПб., 2014. — 20 с.
2. <http://www.agrovodcom.ru/infos/energoeffektivnost-nasosov.php>

Reference

1. Samolenkov S.V., *Obosnovanie energosberegayushchikh rezhimov raboty nefteperkachivayushchikh tsentrobezhnykh nasosov s reguliruemyim privodom* (Justification of energy saving operating modes of oil-centrifugal pumps with variable speed drive): thesis of candidate of technical science, St. Petersburg, 2014.
2. URL: <http://www.agrovodcom.ru/infos/energoeffektivnost-nasosov.php>

УДК 622.276.53.054.23:621.67–83

© А.В. Заирбеков, Н.Р. Шамсутдинов, 2017

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ГАБАРИТА 4-У С ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ МОДУЛЕМ СМЕЩЕНИЯ

А.В. Заирбеков, Н.Р. Шамсутдинов
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»)

Адрес для связи: alihanzairbekov@mail.ru

Ключевые слова: дополнительная колонна диаметром 114 мм, малые габариты установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), увеличение добычи, закупка нового погружного оборудования, увеличение средней наработки на отказ, безопасность, охрана окружающей среды

Operation well electric centrifugal pumps 4-U dimensions installation with additional modules BIAS

A.V. Zairbekov, N.R. Shamsutdinov (Slavneft-Megionneftegas JSC, RF, Megion)

Getting the economic effects of the oil increase and the use of less expensive equipment. Reducing workover approaches. Reducing the probability GNPV. Reduce the likelihood of injury. Reducing the pollution probability of the environment.

Keywords: additional column 114 mm, small pumps, to increase production, purchase of new downhole equipment, increase mean time between failures, safety, and environmental protection

Введение

По состоянию на 2016 г. в компании «Славнефть-Мегионнефтегаз» фонд скважин с дополнительными колоннами диаметром 114 мм составляет более 700. Программами развития запланировано ежегодное увеличение числа скважин с дополнительными колоннами диаметром 114–120 мм. Однако малый диаметр эксплуатационной колонны не позволяет обеспечить потенциальную добычу нефти по данной группе скважин существующими стандартными установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) габарита 5.

Так, глубина спуска УЭЦН 5 ограничена. В настоящее время компанией используются дорогостоящие УЭЦН габарита 3, специально предназначенные для добычи нефти из скважин с дополнительными колоннами диаметром 114 и 120 мм (рис. 1).

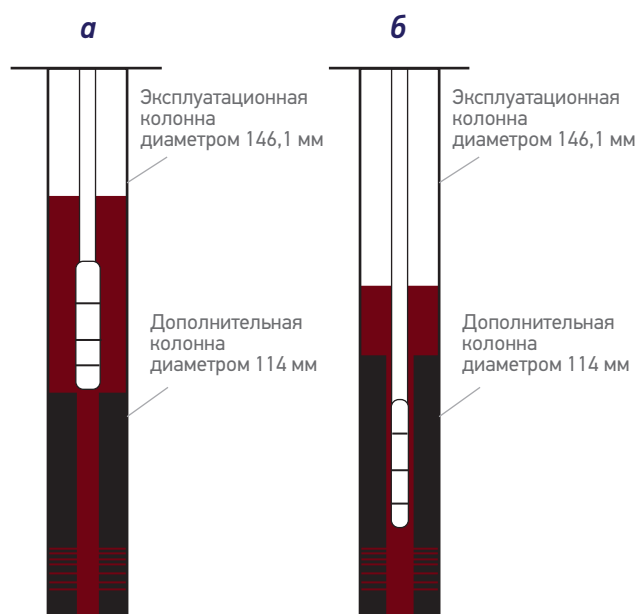


Рис. 1. Конструкция УЭЦН 5 (а) и УЭЦН 3 (б)

Альтернативный вариант

Для эксплуатации скважин с дополнительными колоннами диаметром 114 и 120 мм авторы предлагают использовать УЭЦН уменьшенного габарита 4 – УЭЦН 4-У с дополнительным модулем смещения, которые в настоящее время производятся серийно и являются альтернативой более дорогостоящим УЭЦН 3 (рис. 2).

Особенность конструкции УЭЦН 4-У заключается в следующем.

1. Применение специального протектора-гидрозащиты модернизированной конструкции ПБ86У.
2. Кабельный удлинитель с модернизированной муфтой не выступает за габариты двигателя.
3. Размеры концевых деталей УЭЦН уменьшены для уменьшения общего осевого размера установки. На нижнем фланце дополнительного модуля отчетливо видно смещение (см. рис. 2).
4. Между погружным электродвигателем (ПЭД) и гидрозащитой монтируется дополнительный модуль ПБ86Д.

Следует обратить внимание на боковое смещение оси дополнительного модуля на 4,5 мм относительно оси ПЭД. Из рис. 2, б видно, что внутреннее смещение проходит по диагонали.

Благодаря дополнительному модулю смещения УЭЦН 4-У образуется дополнительная площадь для размещения кабеля вдоль установки. При этом поперечный габарит погружного агрегата в комплектации с кабелем составляет 96,2 мм.

Сравнение УЭЦН различных производителей

В табл. 1 приведены габаритные данные стандартного УЭЦН и УЭЦН различных производителей.

Важным параметром в табл. 1 является «Поперечный габарит погружного агрегата в комплектации с кабелем». Рассмотрим такой пример. Планируется спуск УЭЦН в дополнительную колонну внешним диаметром 114 мм, внутренним – 100 мм.

Из табл. 1 видно, что УЭЦН габарита 4 производства заводов «Алнас» и «Борец» не соответствуют условиям спуска 114-мм колонны.

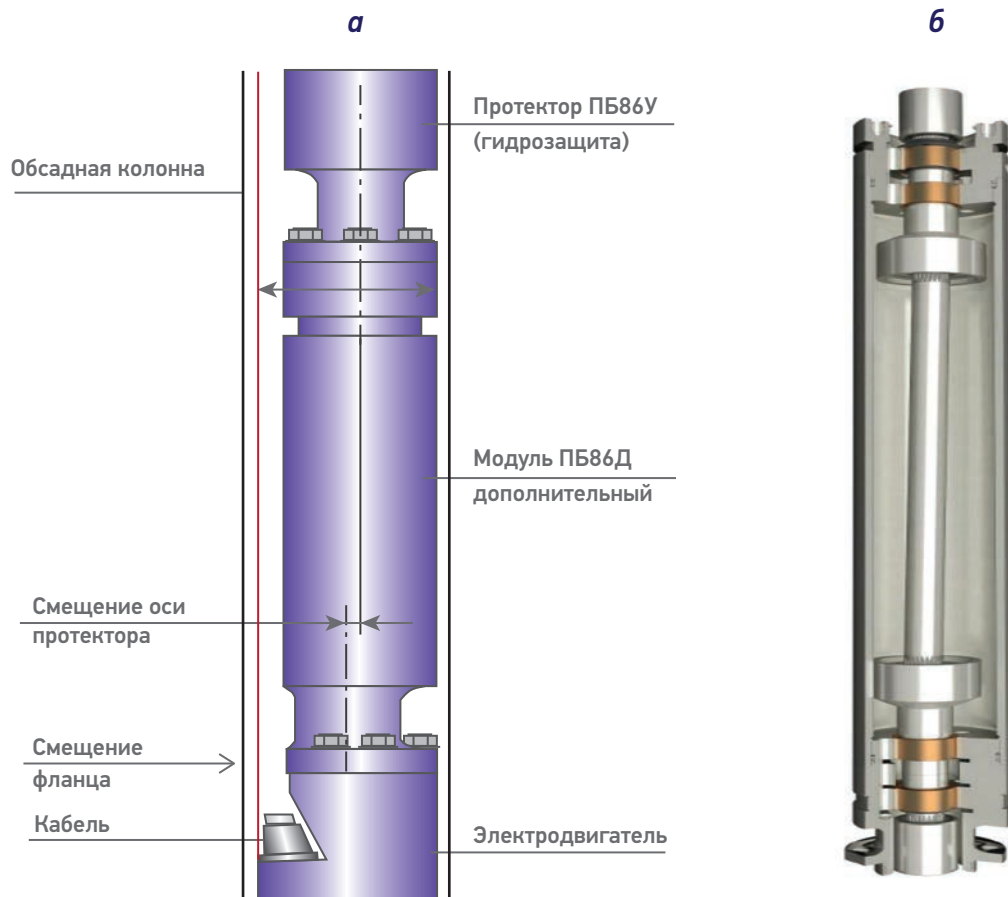


Рис. 2. Схема размещения дополнительного модуля в компоновке УЭЦН 4-У (а) и схема дополнительного модуля в разрезе (б)

Таблица 1

Габаритные размеры, мм	УЭЦН габарита			
	3	4 («Алнас»)	4 («Борец»)	4-У («Борец»)
Диаметр корпуса насоса	69	86	86	86
Диаметр ПЭД	81	96	96	95,25
Поперечный габарит погружного агрегата в комплектации с кабелем	95	103,9	103,9	96,2
Требуемый минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны	98	112	112	98

УЭЦН габарита 3 соответствуют условиям спуска, используются на протяжении нескольких лет, однако, как было отмечено выше, являются дорогостоящими.

УЭЦН 4-У с дополнительным модулем смещения соответствует требованиям для спуска в 114-мм колонну.

Преимуществами УЭЦН 4-У являются:

- увеличение срока службы за счет увеличения размеров рабочих колес, а именно проточных каналов, которые будут меньше подвергаться засорению механическими примесями в отличие от малогабаритного УЭЦН 3;

- низкая рыночная цена по сравнению со стоимостью УЭЦН 3.

Установки УЭЦН 4-У выпускаются серийно. Типоразмер подбирается для каждой скважины индивидуально. Диапазон подачи изменяется от 28 до 300 м³/сут.

Опыт использования УЭЦН 4-У

Немаловажным фактором для внедрения нового погружного оборудования в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» являются результаты исследований данных насосов в аналогичных скважинах.

В Нижневартовском районе в подконтрольной эксплуатации в настоящее время находится 18 установок УЭЦН 4-У, которые спущены в дополнительные колонны внешним диаметром 114 и 120 мм и внутренним – соответственно 100 и 106 мм.

Полученные результаты превзошли ожидания. Так, в скважину три раза спускали УЭЦН 3, максимальная

наработка составила 480 сут. Причина отказа: снижение дебита из-за засорения насоса механическими примесями. Для опытно-промышленных исследований приняли решение спустить УЭЦН 4-У, текущая наработка на сегодняшний день составляет 560 сут, данная установка находится в работе.

Проанализировав результаты мероприятий (гидро-разрыв пласта, бурение боковых стволов, ремонтно-изоляционные работы с переходом на нижележащие пласты с меньшей обводненностью, оптимизация, отказ от скважинных штанговых насосов с закупкой импортных насосов и др.), проводимых за последние 5 лет в 18 скважинах с дополнительными колоннами диаметром 114 и 120 мм, в которые спущены УЭЦН 4-У, можно сделать вывод, что при больших затратах на мероприятия, направленные на получение прироста нефти, внедрив УЭЦН 4-У, можно экономить на закупке погружного оборудования.

Оптимизация

Рассмотрим пример оптимизации одной скважины с дополнительной колонной диаметром 114 мм, в которой глубина спуска УЭЦН 5 ограничена. На данный момент УЭЦН 5 производительностью 45 м³/сут спущена до глубины 2060 м (табл. 2). Дополнительная колонна начинается с глубины 2132 м. Было предложено спустить УЭЦН 4-У производительностью 60 м³/сут. Глубина спуска увеличилась на 300 м. При этом уменьшилось забойное давление, что обеспечило увеличение депрессии на пласт. Прирост дебита составил 4 т/сут.

На примере скв. 1316 рассмотрим экономический эффект от прироста дебита 4 т/сут после оптимизации скважины.

Таблица 2

Параметры	Тип насоса	
	ЭЦН 5-45	ЭЦН 4У-60
Глубина спуска, м	2060	2360
Забойное давление, МПа	9,4	6,4
Дебит жидкости, м ³ /сут	50	66
Дебит нефти, т/сут	12,2	16,1
Динамический уровень, м	1253	1676

С учетом темпа падения дебита на 26 % в первый год дополнительная добыча составит 1080,4 т, за три года за вычетом темпа падения – 2471,523 т.

Прибыль за первый год составит 6 668 000 руб., за второй – 5 023 000 руб. и за третий – 4 062 000 руб.

В итоге за три года дополнительная добыча будет равна 15 753 000 руб. При этом установка УЭЦН 4-У на 400 тыс. руб. дешевле УЭЦН 3.

Таким образом, за три года мы можем не только получить 15 753 000 руб. дополнительной добычи, но и сэкономить 1 200 000 руб. на закупке более дешевого оборудования. И это только на примере одной скважины, а таких скважин в компании более 700.

Кроме того, средняя наработка на отказ у УЭЦН-4 больше, чем у УЭЦН-3, за счет увеличения проточных каналов рабочих колес.

Охрана труда, промышленная безопасность и защита окружающей среды (HSE)

При переходах на нижележащие горизонты в ходе проведения ремонтно-изоляционных работ и бурения боковых стволов скважин с дополнительными 114-мм колоннами применение УЭЦН 4-У позволяет:

- увеличить глубину спуска насоса за счет спуска в дополнительную колонну в скважинах с нестабильной закачкой и высоким темпом снижения притока;
- уменьшить число текущих и капитальных ремонтов для приведения погружного оборудования в соответствие притоку скважины.

Приведем пример из практики. При бурении с переходом на нижележащий горизонт спущена дополнительная колонна диаметром 114 мм. Геологи прогнозируют приток, но не всегда этот прогноз является достоверным.

Спускаем насос на глубину выше дополнительной колонны. Запускаем. Выводим на режим. Во время вывода на режим уже на второй день уро-

вень становится критически низким. Установка начинает срывать подачу. Если бы установка находилась глубже на 300–500 м, она была бы полностью погружена в жидкость. Когда динамический уровень добываемой жидкости находится под линией приема насоса происходит обильное выделение газа, который поступает в установку, в результате чего срывается подача. Далее скважины ограничивают штуцером, снижают частоту вращения насоса, но тем не менее глубины спуска недостаточно для стабильной работы.

Если дебит скважины более 30 т/сут, то на нее направляют бригаду текущего ремонта для смены УЭЦН с целью приведения погружного оборудования в соответствие притоку скважины. Однако каждый подход ремонтной бригады связан с риском, так как скважины непредсказуемы. Выброс может быть даже в тех скважинах, где глушением занимались лучшие специалисты. Кроме того, каждый выброс приводит к загрязнению окружающей среды. Наша цель – не допускать аварийных ситуаций. В связи с этим в дополнительные колонны предлагается спускать УЭЦН 4-У, и увеличивать глубину спуска. Это уменьшит вероятность работы установок под прием насоса.

Заключение

За счет внедрения УЭЦН малого габарита появляется возможность увеличения потенциальной добычи по скважинам с дополнительными 114-мм колоннами после проведения геолого-технических мероприятий. Вследствие повышения депрессии на пласт возрастает нефтеотдача. Применение УЭЦН 4-У позволяет увеличить среднюю наработку на отказ, что является важным направлением работы технологического отдела. При закупке УЭЦН 4-У экономятся денежные средства. Кроме того, их применение позволяет уменьшить опасность травм и негативное влияние на окружающую среду.

УДК 622.61/.67
© А.А. Кундик, 2017

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ. МЕТОД ДИАГНОСТИКИ ВНУТРЕННЕГО АНТИКОРРОЗИОННОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Кундик
(ООО «Газпромнефть-Оренбург»)

Адрес для связи: Kundik.AA@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: коррозия, внутритрубная изоляция, диагностика изоляции, обеспечение целостности

Ensuring the reliability of pipelines. Diagnostics method of internal anticorrosive coating of pipelines

A.A. Kundik (Gazpromneft-Orenburg LLC, RF, Orenburg)

Currently in Russia operated 350 thousand km of flowlines. Meanwhile, a significant number of failures is due to corrosion wear of the pipeline material. On an annual oil-field networks replacement spent 7-8 thousand km of pipes or 400-500 thousand tons of steel.

The use of product transport tubes with internal insulation offers a number of tangible advantages compared to the standard design execution pipelines.

High watering in pipelines, the presence of corrosive water, salts, carbon dioxide, hydrogen sulfide in transportable products and high temperature operation promote intensive corrosion of the inner pipe surfaces. The rate of general corrosion can reach 0.01-0.4 mm / year and the local corrosion rate reaches 1.5-6 mm / year. The real life of the steel flowlines without internal protective coating, can be 1-3 years, and in some fields through corrosion of pipelines can occur after a few months of commissioning. At the same time, using a sufficiently effective internal anticorrosion coatings may increase the real life of the flowlines by 8-10 times. The main and perhaps the only drawback so far is the lack of control of the internal insulation coating technology.

Keywords: corrosion, inner surface insulation, insulation diagnostics, integrity assurance

Введение

В настоящее время на территории России эксплуатируется 350 тыс. км промысловых трубопроводов. Ежегодно на них происходят отказы. При этом значительный процент отказов связан с коррозионным износом материала трубопроводов (рис. 1). На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7–8 тыс. км труб или 400–500 тыс. т стали.

В статье рассмотрены возможные методы диагностики внутреннего изоляционного покрытия трубопроводов.

Использование труб с внутренним изоляционным покрытием

Общеизвестно, что промысловые трубопроводы с внутренней изоляцией имеют целый ряд ощутимых преимуществ по сравнению с трубопроводами в стандартном конструктивном исполнении.

Большая обводненность скважин, наличие в транспортируемых продуктах коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, повышенная температура в эксплуатируемых промысловых трубопроводах способствуют интенсивной коррозии внут-

ренней поверхности труб. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01–0,4 мм/год, скорость локальной коррозии – до 1,5–6 мм/год. Срок службы стальных промысловых трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить 1–3 года, а на некоторых промыслах сквозная коррозия трубопроводов может происходить уже в первые несколько месяцев после ввода их в эксплуатацию. Однако при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий срок службы промысловых трубопроводов может увеличиться в 8–10 раз.

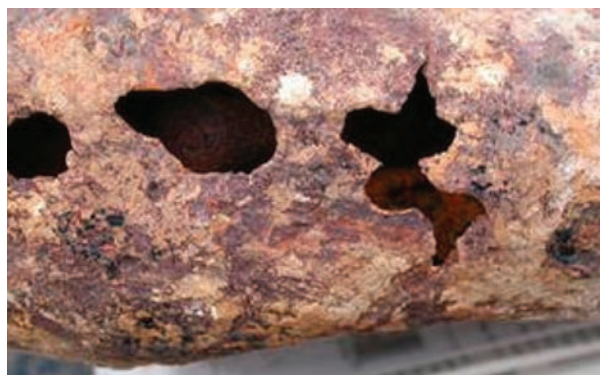


Рис. 1. Последствия коррозионного износа трубопровода

Существенно уменьшенная эквивалентная шероховатость трубопроводов с внутренним покрытием позволяет увеличивать их пропускную способность за счет уменьшения зоны турбулентности. В процессе сравнительных гидравлических расчетов отмечается интересный факт: трубопроводы с внутренним покрытием перекачивают на 20–30 % больше жидкости, чем трубопроводы стандартного исполнения, при сохранении тех же линейных давлений.

Кроме того, в трубопроводах с внутренним изоляционным покрытием снижается металлоемкость трубы за счет уменьшения расчетной толщины стенки вследствие исключения из расчета коэффициента поправки на коррозию. Так, для трубы диаметром 89 мм снижение металлоемкости составит 1775 кг/км.

Несомненными преимуществами применения труб с внутренним покрытием являются отсутствие необходимости ингибирования и стойкость к коррозионной агрессивности среды. Главный и, пожалуй, единственный недостаток на сегодняшний день состоит в отсутствии технологии контроля сплошности внутреннего изоляционного покрытия, поэтому перспективна рынка трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием пока не ясна.

В настоящее время наиболее распространенным способом внутренней противокоррозионной защиты зоны сварных стыков трубопроводов является применение вставных изолированных втулок (рис. 2). Технология их монтажа довольно сложна и требует соблюдения ряда внешних условий, в том числе и погодных, что создает дополнительные риски целостности изоляционного покрытия.

При нанесении изоляционного покрытия и монтаже труб сварным соединением возможный брак

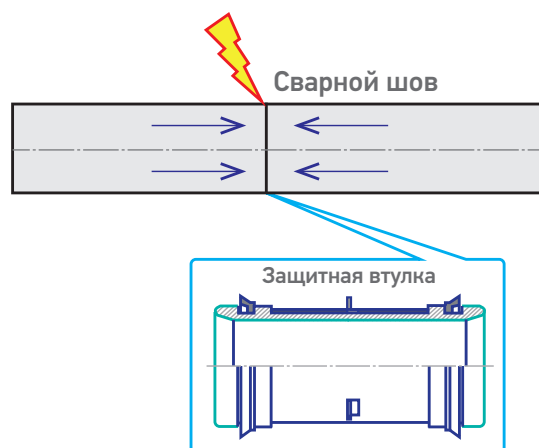


Рис. 2. Применение установки герметизирующих втулок при монтаже труб с внутренним изоляционным покрытием

можно разделить на две категории: заводской и монтажный. Проконтролировать наличие или отсутствие заводского брака можно только визуально на стадии входного контроля. Контроль монтажного брака невозможен из-за отсутствия необходимой технологии.

Предлагаемый метод определения места нарушения целостности изоляции трубы основан на способности подтоварной воды проводить электрический ток. Создается разомкнутая цепь с «плюсом» на высокочувствительном приборе, который подсоединяется к металлу трубы в зоне самого уязвимого места (сварного шва), «минусом» на электролите – подтоварной воде (рис. 3). После подачи тока на сварной шов в случае нарушения целостности изоля-

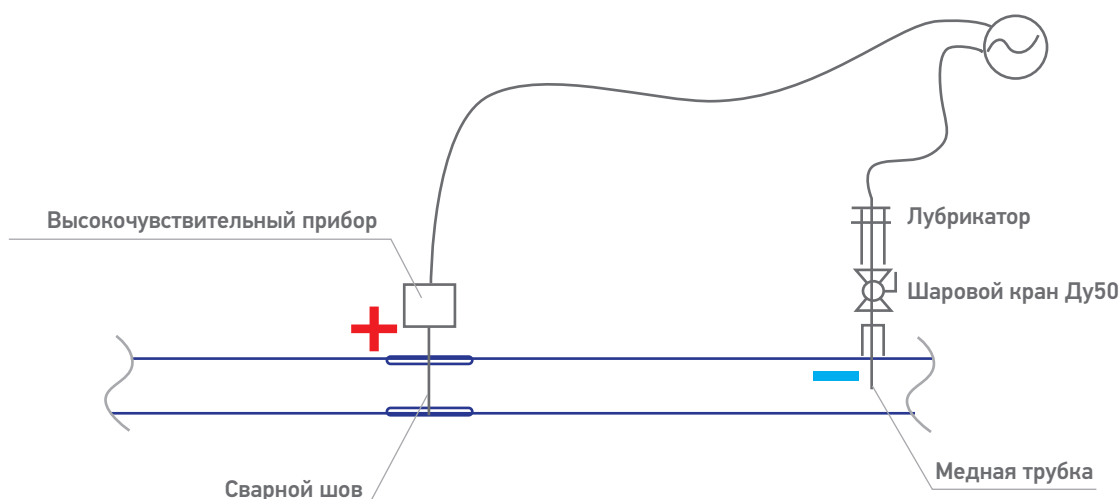


Рис. 3. Схема определения сплошности внутреннего изоляционного покрытия в конкретной точке

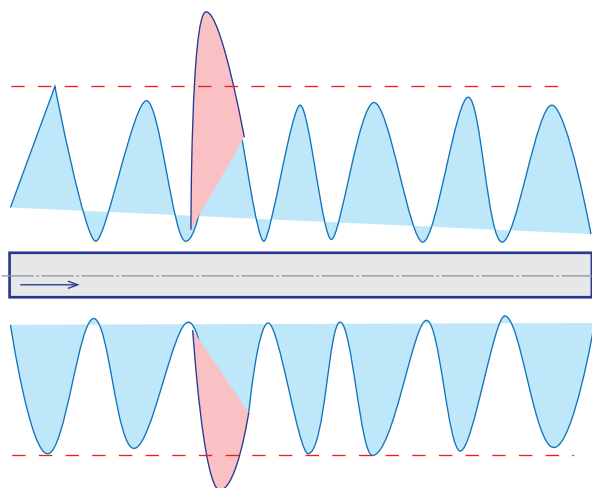


Рис. 4. Изменение амплитуды магнитного поля в месте нарушения изоляционного покрытия

ции цепь замкнется, и прибор покажет наличие тока. Если диэлектрический (изоляционный) слой не нарушен, цепь остается разомкнутой, и прибор показывает отсутствие тока. Основной недостаток данного метода заключается в локальном характере контроля участка трубопровода. Он применим только для выявления брака при монтаже втулок, изолирующих сварные соединения трубопровода. При этом, проблема определения пробоя внутреннего изоляционного покрытия по трассе трубопровода остается неразрешенной. Однако есть возможность решить поставленную задачу, основываясь на природе электромагнитного поля. Изолированный участок трубо-

провода, заполненный электролитом, является проводником электрического тока, следовательно, при подаче тока во внутритрубное пространство вокруг электролита неизбежно будет образовываться магнитное поле. В продольном сечении трубопровода магнитное поле распространяется в виде синусоиды. В месте нарушения изоляции синусоида будет выходить за пределы эталонных значений (рис. 4). Таким образом, при фиксировании значения магнитного поля специальным прибором появляется возможность определения мест повреждения изоляции по всей длине смонтированного трубопровода.

Заключение

Проведена экономическая оценка предлагаемого метода в совместимости с использованием трубопроводов стандартного исполнения с постоянной подачей ингибитора коррозии.

Индекс прибыльности инвестиций уже в горизонте планирования 5 лет показал коэффициент 5,06.

Применение предлагаемого метода позволит:

- повысить надежность трубопроводов с внутренним изоляционным покрытием практически до 100 %;
- минимизировать риски отказов трубопроводов по причине внутренней коррозии;
- отказаться от применения ингибиторов коррозии;
- обеспечить максимально безопасную эксплуатацию трубопроводных систем.

Список литературы

1. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов.
2. Организация системы контроля технического состояния промышленных трубопроводов с внутренним покрытием и защитой сварных соединений втулками различной конструкции/М.Д. Гетманский, Ю.В. Житников, П.А. Зимин, Р.Р. Мухаметшин//Территория нефтегаз, 2007. – № 4. – С. 50-55.
3. Сивухин Д.В. Общий курс физики. Т. 3. – 4-е изд., стереот. – М.: Изд-во МФТИ, 2004.
4. Ваджпай Анкит. Новый метод выявления коррозионных повреждений труб. – <http://defektoskopist.ru>.

Reference

1. VRD 39-1.10-026-2001. *Metodika otsenki fakticheskogo polozheniya i sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* (Method for assessing the actual position and condition of underground pipelines).
2. Getmanskiy M.D., Zhitnikov Yu.V., Zimin P.A., Mukhametshin R.R., *Organization of a system for monitoring the technical condition of field lined pipelines with internal coating and protection of welded joints with ferrule of various designs* (In Russ.), Territoriya NEFTEGAZ, 2007, no. 4, pp. 50-55.
3. Sivukhin D.V., *Obshchiy kurs fiziki* (General course of physics), Part 3, Moscow: Publ. of MFTI, 2004.
4. Vadzhpai Ankut, *Novyy metod vyyavleniya korrozionnykh povrezhdeniy trub* (A new method for detecting pipes corrosion damage), URL: <http://defektoskopist.ru>.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ SMS-ИНФОРМИРОВАНИЯ В АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

П.Г. Бызов

(АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»)

Адрес для связи: Byzov.PG@yamal.gazprom-neft.ru

Ключевые слова: автоматизация и управление, SMS-оповещение, GSM, АСУ ТП**The implementation of SMS-information system in Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC****P.G. Byzov (Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC, RF, Noyabrsk)**

This article presents a solution for creating SMS-information system based on infrastructure and equipment of Gazpromneft-Noyabrskneftegas JSC. Presented solution could be integrate into the PCS system for control GSM devices. Considered in this article solution is cost-effectively in the implementation and characterized by simplicity and efficiency.

Keywords: automation and control, SMS notification, GSM, PCS system

Введение

В условиях повышения требований к процессам добычи и подготовки нефти своевременное информирование является важным элементом производства. При этом технология SMS (Short Message Service — служба коротких сообщений) – это наиболее доступная форма получения работниками компании оперативной информации на основе стандартов сотовой связи GSM, NMT, D-AMPS, CDMA, UMTS [1].

В течение длительного времени АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» пользовалось ком-

плексной услугой, предоставляемой оператором сотовой связи для организации SMS-рассылок (рис. 1). В соответствии с условиями договора оборудование для организации SMS – рассылки принадлежит компании сотовой связи. Оплата производится по тарифу в зависимости от количества исходящих SMS-сообщений в месяц. Организатор рассылки (диспетчер, оператор, начальник смены и др.) отправляет текст сообщения через корпоративную электронную почту, а оператор сотовой связи обрабатывает, хранит и передает сообщение адресатам в виде SMS.

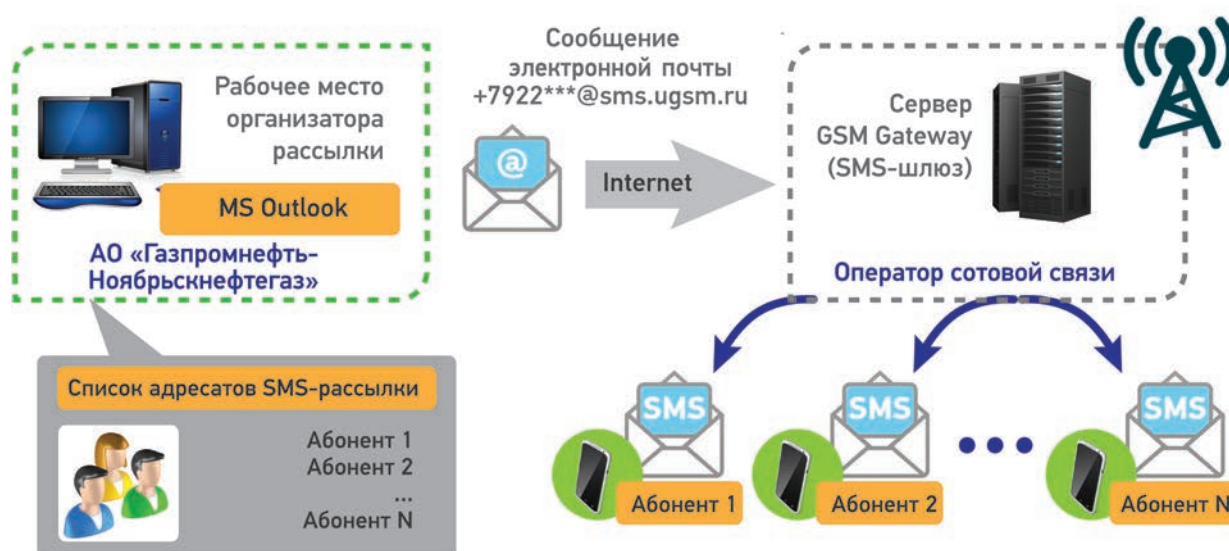


Рис. 1. Структурная схема услуги SMS-информирование, предоставляемой оператором сотовой связи

Недостатками данной схемы являются передача сообщений по каналам сети Internet, а также использование оборудования вне корпоративной сети предприятия, что создает дополнительные риски в обеспечении безопасности транслируемой информации.

Внедрение системы на предприятии

В условиях значительного повышения тарифов содовой связи возникла необходимость поиска альтернативного решения. При этом полностью отказаться от использования системы SMS-информирования не представляется возможным, так как данный функционал влияет на принятие оперативных управленческих решений.

С целью оптимизации затрат и соблюдения стандартов безопасности было принято решение о разработке системы SMS-информирования на базе инфраструктуры и оборудования АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Для обеспечения стабильной передачи SMS-сообщений решено было использовать локальное GSM-устройство (SMS-шлюз). На рис. 2 приведен тестовый образец на основе электронной платы TC-35i.

Рассмотренное устройство было подготовлено с целью подтверждения возможности интеграции GSM-устройств в существующую инфраструктуру, а также для тестирования и выбора программного обеспечения. При этом выбор программы для организации и управления SMS-оповещениями стал ключевой задачей на этапе тестирования (см. таблицу).

По итогам тестирования было принято решение об использовании программы SMSGate.4 PRO компании-разработчика «НЕФО-АСС» (г. Санкт-Петербург). Данный программный пакет позволяет работать с аналоговыми и цифровыми GSM-устрой-



Рис. 2. Тестовый SMS-шлюз (ПК – персональный компьютер)

ствами (SMS-шлюзами), а также поддерживает сетевой протокол SMTP, предназначенный для работы с электронной почтой. В качестве устройства трансляции SMS-сообщений, выбор остановился на устройстве Cinterion BGS2T-232, отличающемся стабильным уровнем передачи GSM-сигнала, компактностью и низкой стоимостью.

Структурная схема системы SMS-информирования, разработанной на основе сетевой инфраструктуры АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», представлена на рис. 3. Предложенное техническое решение сохраняет функции отправки текста SMS-сообщения через электронную почту организатора рассылки. При этом передача информации происходит внутри корпоративной сети Ethernet, а хранение, обработка и трансляция сообщений осуществляются с помощью оборудования, принадлежащего АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Кроме того, использование SMS-шлюза внутри корпоративной сети передачи данных дает возможность управлять GSM-устройствами [2] (например, GSM-реле для дистанционного управле-

Программное обеспечение (компания-разработчик)	Организация SMS-оповещения		GSM-оборудование			Интеграция с электронной почтой MS Outlook (протокол SMTP)
	через INTERNET (сторонний SMS-шлюз)	через GSM- оборудование (локальный SMS-шлюз)	аналоговое	цифровое		
			Analog	PRI/BRI	Volp	
SMSЦентр (АО «SMSC г. Москва)	✓	—	—	—	—	—
ePochta (Компания «АтомПарк»)	✓	—	—	—	—	✓
SMSGate.4 PRO («Компания «НЕФО-АСС»)	—	✓	✓	✓	✓	✓
SMS GSMGate (ООО «Связь Комплект»)	✓	✓	✓	—	—	✓



Рис. 3. Структурная схема системы SMS-информирования, разработанная в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

ния включением/отключением приборов, сигнализаторов и средств автоматики).

Данное техническое решение позволяет минимизировать услуги, оказываемые оператором связи. Компания сотовой связи предоставляет только SIM-карту для организации передачи сообщений абонентам рассылки через SMS-шлюз. При этом для SMS-рассылок в рамках периметра АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» выгодно использовать корпоративный тарифный план, что обеспечивает отправку неограниченного числа SMS-сообщений за существенно меньшую стоимость абонентского обслуживания SIM-карты по сравнению с тарифом комплексной услуги от оператора сотовой связи.

Даже с учетом затрат на покупку оборудования и программного обеспечения, а также на внедрение проекта срок окупаемости системы SMS-информирования, разработанной АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», составляет приблизительно 1 мес.

Представленная система внедрена и применяется для SMS-оповещений в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с 01.04.16 г. Информационные рассылки проводятся ежедневно. К оперативным и про-

изводственным оповещениям (двухчасовые сводки; информация о происшествиях и др.) добавлены поздравительные и информационные рассылки о мероприятиях. Комплексная услуга, ранее предоставляемая оператором сотовой связи, не используется. Предложенное техническое решение позволяет организовать простую и надежную систему SMS-информирования. В настоящее время она применяется и в других дочерних обществах компании «Газпромнефть», среди которых Филиал «Газпромнефть-Муравленко» и ООО «Газпромнефть-Оренбург».

Выводы

1. Представленная система является эффективным методом организации SMS - рассылок на производстве.
2. Предложенное техническое решение интегрируется в автоматизированную систему управления технологическим процессом и дает возможность дистанционного управления GSM-устройствами.
3. Рассмотренная система SMS-информирования отличается простотой в эксплуатации и минимальными затратами на внедрение.

Список литературы

1. <http://www.cta.ru/cms/f/466911.pdf>.
2. <http://www.kp.ru/guide/sms-rassylka.html>.

Reference

1. <http://www.cta.ru/cms/f/466911.pdf>.
2. <http://www.kp.ru/guide/sms-rassylka.html>.

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

ГЛАВНЫЙ
РЕДАКТОР

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



ОТВЕТСТВЕННЫЙ
РЕДАКТОР

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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



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



Начальник Департамента
по бурению и внутрисква-
жинным работам
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Г.Д. Садецкий

АВТОРАМ

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Статья должна содержать:

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

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

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

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



ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 8 (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.

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА,
ученый секретарь ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

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

ПО ВОПРОСАМ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕКЛАМЫ

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

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

2800 м

ТЕХНОЛОГИИ ЛИДЕРСТВА

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

* По данным отчетности компании за 2016 год.



РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧЕСКИ
ОБОСНОВАННЫХ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ
ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



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



ЦЕНТРЫ КОМПЕТЕНЦИЙ
И СИСТЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ЗНАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ

3700 м

68% нефтенасыщенность
пласта



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU