

58
стр. Screenless Fracturing to
Sand Control. Rod Shape
Proppant Implementation

10
стр. Подходы к организации
полевых работ и обработке
сейсмических данных,
отличные от традиционных

28
стр. Методика, обеспечивающая
высокую устойчивость
количественного прогноза
эффективных толщин

Матрица LWD – инструмент выбора методов каротажа во время бурения

стр. 20



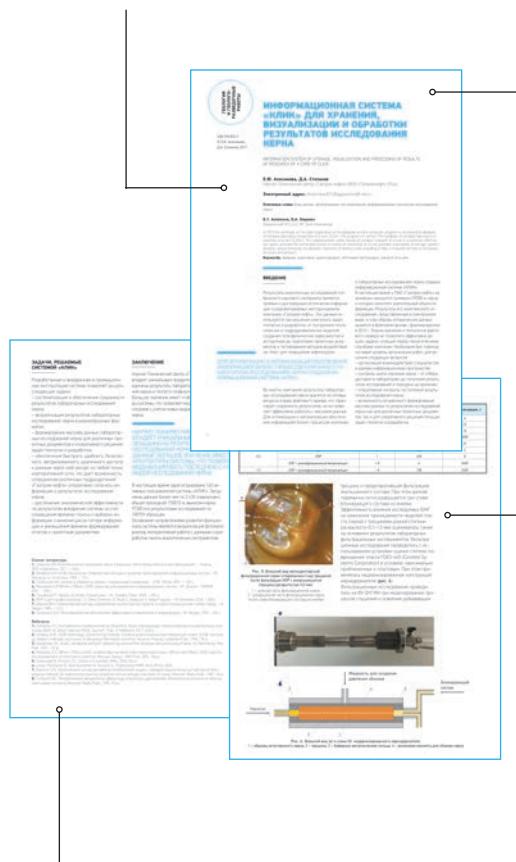
АВТОРАМ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

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

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



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

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

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

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

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

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

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

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

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

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

3**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ****10**

Литвиченко Д.А., Наумов А.А., Федорчук Р.А.

Опыт проведения сейсморазведочных работ в сложных сейсмогеологических условиях на примере одного из блоков в складчатом поясе Загрос (Ирак)

Litvichenko D.A., Naumov A.A., Fedorchuk R.A.

Seismic surveys in complex seismogeological conditions: Case study from high folded zone Zagros (Iraq)

16

Белозеров Б.В., Коваленко И.В., Ниткалиев И.М., Тенгелиди Д.И.

Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПК₁³ при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении

Belozerov B.V., Kovalenko I.V., Nitkaliev I.M., Tengelidi D.I.

The strategy of taking into account the lateral heterogeneity of the PK₁³ reservoir during geological support of horizontal wells drilling at the Vostochno-Messoyakhskoye field**20**

Билинчук А.В., Листик А.Р., Киндюк В.А., Арзуманян П.С.

Аспекты проводки горизонтальных скважин в условиях применения стандартного или расширенного комплекса геофизических исследований скважин во время бурения

Bilinchuk A.V., Listik A.R., Kindyuk V.A., Arzumanyan P.S.

Aspects of geosteering with simple and extended LWD Tools of BHA

28

Муртазин Д.Г., Пищулева А.В., Губаев А.Р.

Применение кластеризации амплитудных спектров в условиях сложнопрогнозируемого геологического разреза по данным сейсморазведки 3D

Murtazin D.G., Pishchuleva A.V., Gubaev A.R.

Application of amplitude spectra clustering with 3D seismic data under conditions of difficult to forecast geological section

33

Кузнецов М.А., Прунов Д.А., Асмандияров Р.Н., Курманов О.Е., Мирошкин В.Г., Дудзинская А.А., Гурьевских Л.А., Шпиндер А.А., Рошин А.В., Слепухин М.А.

Изучение условий формирования пласта Ю₁ на примере одного из месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Kuznetsov M.A., Prunov D.A., Asmandiyarov R.N., Kurmanov O.E., Miroshkin V.G., Dudzinskaya A.A., Guryevskikh L.A., Shpindler A.A., Roshchin A.V., Slepukhin M.A.

Study of the formation conditions of the reservoir J₁ to minimize the risks of high-tech drilling wells on the example of one of the deposits of JSC Slavneft-Megionnftegas**38**

Беляков Е.О.

Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин

Belyakov E.O.

Practical aspects of modeling of transition zones in clastic reservoirs of West Siberia according to the core and well logging

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТИНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**44**

Мальцев А.А., Карманский Д.А., Федосеев В.С., Дрофа П.М.

Оценка влияния эффекта пороупругости при добывче нефти на основе результатов исследований керна месторождений АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

Maltcev A.A., Karmanskiy D.A., Fedoseev V.S., Drofa P.M.

Assessment of the impact of poroelasticity effects during oil recovery according to core tests results of Gazpromneft-Noyabrskneftegaz fields

49

Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н.

Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов

Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N.

Methodology for determination of low-permeability reservoirs development

52

Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В.

Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения

Listoykin D.A., Ridel A.A., Kovalenko I.V.

Well test as an adjustment tool for geological modelling and assessments of the impact of underlying waters for the development of the PK₁₋₃ layer at Vostochno-Messoyakhskoye field**58**

Malon R., Abbott J., Frolov S., Kulakov V., Vereshchagin P.

Screenless fracturing to sand control. Rod shape proppant implementation for unconsolidated mature formations, Pannonian Basin, Europe

Малон Р., Эббот Дж., Фролов С., Кулаков В., Верещагин П.

Гидроразрыв пласта без установки фильтров как метод контроля выноса песка. Применение цилиндрического проппанта на примере неконсолидированных пластов Паннонского бассейна (Европа)

64

Шушаков А.А., Ульянов В.В., Кучурин А.Е., Кибиров Е.А., Трубавин С.Н., Кузнецов В.В.

Опыт оптимизации газлифтного фонда скважин в условиях**ООО «Газпромнефть-Оренбург»**

Shushakov A.A., Ulyanov V.V., Kuchurin A.E., Kibirev E.A., Trubavin S.N., Kuznetsov V.V.

Experience in optimization of gas lift wells in Gazpromneft-Orenburg

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**68**

Паздерин Д.С.

Геотехнический мониторинг как основа безопасной эксплуатации объектов добычи нефти и газа в условиях криолитозоны (на примере Новопортовского месторождения)

Pazderin D.S.

Geotechnical monitoring as a basis for the safe operation of oil and gas production facilities in cryolite area (by the example of Novoportovskoye field)

73

Королёва О.А.

Категории надежности электроснабжения кустов добывающих скважин нефтегазовых месторождений

Koroleva O.A.

Power supply reliability category of oil and gas fields consumers

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО**77**

Амиров В.Р.

Управление надежностью и целостностью оборудования – важный инструмент повышения эффективности бизнеса

Amirov V.R.

Management of reliability and integrity of equipment is an important tool for enhancing business efficiency

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» УВЕЛИЧИЛА ОЦЕНКУ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ А. ЖАГРИНА

По результатам проведенной государственной экспертизы Федеральным агентством по недропользованию извлекаемые запасы месторождения «Газпром нефти» имени Александра Жагрина в Ханты-Мансийском автономном округе увеличены до 31 млн тонн нефтяного эквивалента. Таким образом комиссия подтвердила сделанный экспертами геологический прогноз по площади нефтеносности участка, уточнив ранее сделанный предварительный расчет. Согласно действующей классификации нефтяных участков, месторождение имени Александра Жагрина отнесено к категории крупных.

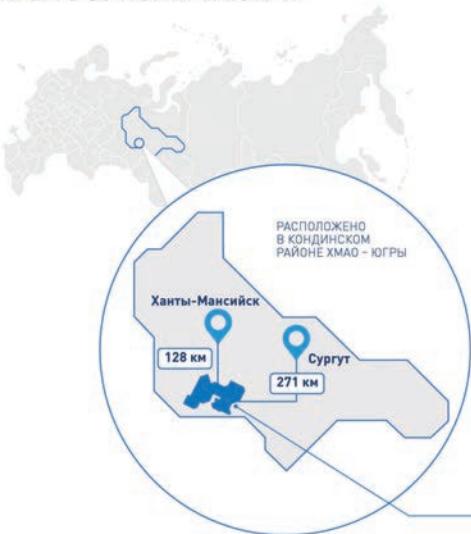
Месторождение было открыто в конце 2017 года на перспективном лицензионном участке в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. В январе 2018 года новому активу «Газпром нефти» присвоено имя Александра Жагрина — бывшего главы дирекции по добыче компании.

Геолого-разведочные работы на лицензионном участке в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры ведет «Газпромнефть-Хантос», дочерняя компания «Газпром нефти». В кратчайшие сроки в условиях полной автономии были подготовлены и проведены сейсморазведочные работы, создана геологическая модель резервуара, пробурена поисково-оценочная скважина глубиной более 3 тыс. метров. При испытании основного перспективного объекта первой поисково-оценочной скважиной был получен приток безводной нефти с расчетным дебитом 50 м³ в сутки.

Месторождение имени Александра Жагрина



ОТКРЫТО 30 НОЯБРЯ 2017 г.



ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ
112,9
млн тонн
НЕФТЯНОГО
ЭКВИВАЛЕНТА



93 кв. км
площадь месторождения

1240 кв. км
площадь лицензионного участка

ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
31
млн тонн
НЕФТЯНОГО
ЭКВИВАЛЕНТА

НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВПЕРВЫЕ В «ГАЗПРОМ НЕФТИ» ПРОВЕДЕН КИСЛОТНО-ПРОППАНТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

«Газпром нефть» впервые провела многостадийный кислотно-проппантный гидроразрыв пласта* (МГРП) в скв. 1522 Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Производительность скважины с семью стадиями ГРП на 57 % превысила аналогичный показатель скважин, где применялась стандартная процедура многостадийного кислотного гидроразрыва пласта.

Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения — одно из самых сложных месторождений, которые разрабатывает «Газпромнефть-Оренбург», дочернее предприятие «Газпром нефти». Здесь нефть повышенной вязкости залигает в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью и низкой температурой пласта.

С 2013 года для интенсификации добычи на месторождении применяется кислотный ГРП.

Скв. 1522 находится в западной части месторождения, запасы здесь относятся к категории трудноизвлекаемых. Анализ схожих скважин, запущенных в данном районе после кислотных ГРП, показал высокие темпы падения добычи в первый год работы.

Для поиска решения этой проблемы геологи «Газпромнефть-Оренбурга» применили новую техноло-

гию стимуляции пласта методом ГРП с использованием кислоты и проппанта. Ее тестирование и применение были реализованы при поддержке Научно-Технического Центра «Газпром нефти».

Справка

* Операция гидроразрыва пласта заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в результате чего происходят разрыв горной породы и образование новых или расширение существующих трещин. Для сохранения трещин в открытом состоянии после окончания операции ГРП в них закачивается вместе с жидкостью закрепляющий агент — проппант.

Жидкость, разрушающая породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Классический кислотный ГРП — гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется только кислота. Вследствие растворения карбонатного коллектора кислотой трещины после окончания операции кислотного ГРП становятся проводимыми. После начала добычи продукты кислотной реакции с породой полностью вымываются из скважины пластовой нефтью.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТКРЫЛА НОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

«Газпромнефть-Оренбург», дочерняя компания «Газпром нефти», открыл новое месторождение углеводородов на территории Новосергиевского и Сорочинского районов Оренбургской области. Геологические запасы нефти Новозаринского месторождения, находящегося на Уранском лицензионном участке, превышают 11 млн тонн.

Таким образом, подтвердились прогнозы специалистов компании о концентрации на Уранском участке нескольких небольших месторождений. В 2016 году здесь было открыто Новосамарское месторождение с геологическими запасами более 8 млн тонн. В 2018 году «Газпромнефть-Оренбург» планирует пробурить на Уранском лицензионном участке еще три поисково-оценочных скважины.

Справка

«Газпромнефть-Оренбург», дочернее общество «Газпром нефти», работает на территории Оренбургского, Новосергиевского и Переволоцкого районов г. Оренбурга и Сорочинского городского округа.

Добыча углеводородов ведется на шести месторождениях: Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточный участок), Капитоновском, Балейкинском, Царичанском+Филатовском, Землянском и Новосамарском.



ПО ИТОГАМ 2017 ГОДА ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ «ГАЗПРОМ НЕФТИ» СОСТАВИЛИ 2,78 МЛРД ТОНН, УРОВЕНЬ ВОСПРОИЗВОДСТВА – 170 %

«Газпром нефть» завершила аудит запасов углеводородов за 2017 год. По состоянию на 31 декабря 2017 года суммарные запасы углеводородов компании (с учетом доли в совместных предприятиях) категории «доказанные» и «вероятные» (proved + probable — 2P) по международным стандартам SPE-PRMS составили 2,78 млрд тонн нефтяного эквивалента. Рост запасов составил 2,3 % по сравнению с аналогичным показателем 2016 года. Объем углеводородов, добытых в 2017 году (89,75 млн тонн н.э.), возмещен новыми запасами на 170 %. Аудит запасов провела независимая международная консалтинговая компания DeGolyer and MacNaughton. Доказанные запасы (proved, 1P) углеводородов «Газпром нефти» на конец 2017 года оцениваются в 1,52 млрд тонн н.э. — рост на 0,6 % по сравнению с уровнем конца 2016 года. В этой категории запасов уровень воспроизводства составил 110 %. Обеспеченность добычи «Газпром нефти» доказанными запасами углеводородов (по стандартам SPE-PRMS) составляет 17 лет. По стандартам SEC общие запасы углеводородов компании составили 1,34 млрд тонн н.э. (рост в 2017 году на 3,7 %).

В отчетном периоде было завершено бурением 27 поисковых и разведочных скважин, проходка в разведочном бурении выросла в 2017 году на 41,2 % (до 94,6 тыс. м). В прошедшем году на лицензионных участках группы открыто 4 новых месторождения и 42 залежи углеводородов.

Ключевыми позитивными факторами, позволившими компании нарастить ресурсную базу, стали совершенствование технологий геологоразведки и эксплуатационного бурения, а также внедрение динамического ранжирования всех опций компании. Значительный вклад в расширение ресурсной базы внесли новые активы «Газпром нефти» — месторождения Тазовское, Северо-Самбургское и Каменномысское. В 2017 году впервые была проведена оценка перспективных ресурсов Арктического шельфа на лицензионных участках «Газпром нефти». По оценке DeGolyer and MacNaughton объемы перспективных ресурсов Арктического шельфа составили: нефти — 1,6 млрд тонн, газа — 3 трлн м³.

«В прошедшем году „Газпром нефть“ продолжила последовательное развитие проектов разведки и добычи, а также провела работу по доступу к новым лицензионным участкам. Были совершены крупные открытия, которые сделали ресурсную базу компании еще более качественной и сбалансированной. Мы сохраняем в числе приоритетных векторов развития повышение качества освоения новых запасов, активную работу по изучению низкопроницаемых пластов и реализацию программы повышения эффективности добычи в традиционных регионах работы компании», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.



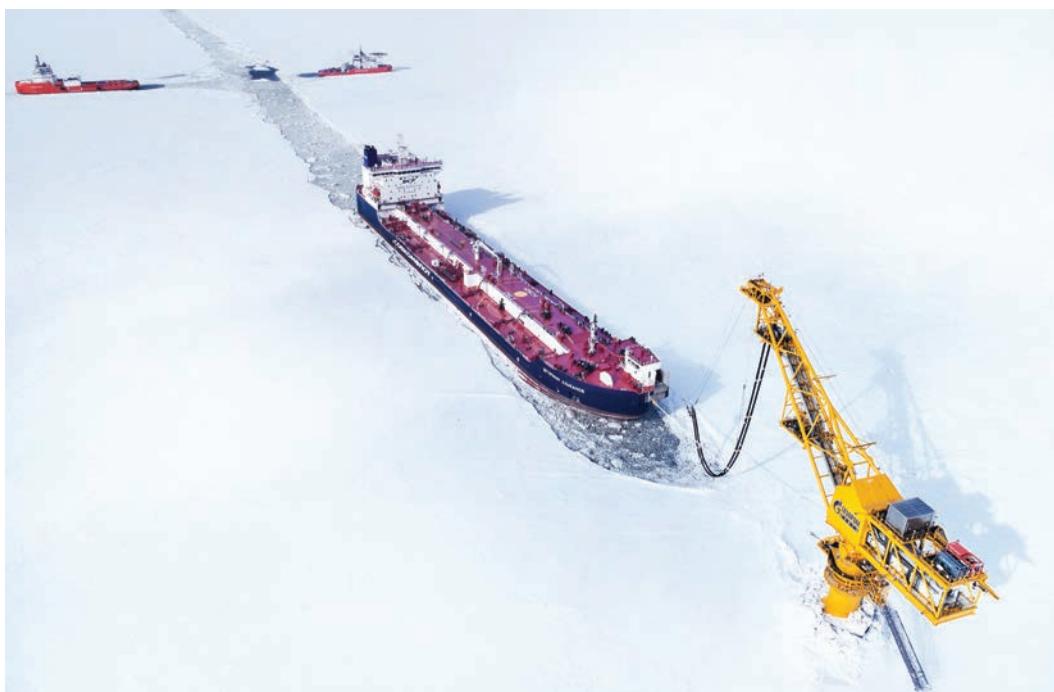
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» НАЧАЛА ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

«Газпром нефть» приступила к тестированию и наладке первого пускового комплекса установки комплексной подготовки газа (УКПГ), системы его закачки в пласт и увеличила объемы поставки электроэнергии с газотурбинной электростанции на производственные объекты Новопортовского месторождения (Ямальский район, ЯНАО).

УКПГ предназначена для переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) с последующей закачкой в подземные горизонты. При выходе на полную мощность установка будет утилизировать более 95 % попутного нефтяного газа, что положительно отразится на экосистеме Арктики, позволит увеличить объем добычи нефти на Новопортовском месторождении и продлить срок эксплуатации скважин. В настоящее время технологическая схема закачки газа в пласт включает УКПГ, состоящую из четырех газоперекачивающих агрегатов единичной мощностью 32 МВт, двух кустов поглощающих газовых скважин и разветвленной системы газопроводов. Комплекс включает установки осушки сырья и автоматизированную операторскую, где специалисты в круглосуточном режиме отслеживают параметры работы и состояние оборудования.

Также очищенный ПНГ с установки является топливом для газотурбинной электростанции — крупнейшей на полуострове Ямал. Ее проектная мощность составляет 96 МВт с возможностью увеличения до 144 МВт. После полномасштабного ввода объекта в эксплуатацию электроэнергией будут обеспечены социально-бытовые, а также производственные объекты Новопортовского месторождения.

«Газовая инфраструктура Новопортовского месторождения — уникальный проект для российской энергетики. Благодаря комплексному решению, реализованному „Газпром нефтью“ на полуострове Ямал, мы получили возможность направить на полезное использование все добываемые здесь углеводороды. Создание сложнейшего производственного комплекса в Арктике подтверждает высокие компетенции нашей компании не только в реализации проектов в суровом климате, но и в условиях автономии», — сказал Вадим Яковлев, заместитель Председателя Правления, первый заместитель генерального директора «Газпром нефти».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОСТРОИЛА ПЕРВУЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ СКВАЖИНУ НА ТАЗОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ЯНАО

«Газпромнефть-Развитие», дочерняя компания «Газпром нефти», завершила строительство первой с момента получения лицензии эксплуатационной скважины на Тазовском месторождении. Общая длина новой высокотехнологичной скважины составила 3,9 км, 1,9 км из которых — протяженность горизонтального участка.

Стартовый дебит построенной скважины превысил 100 т/сут. Полученные в результате бурения данные позволили уточнить геологическую модель Тазовского месторождения и скорректировать стратегию развития актива. В частности, предполагается сократить сроки разработки месторождения и увеличить потенциал добычи углеводородов.

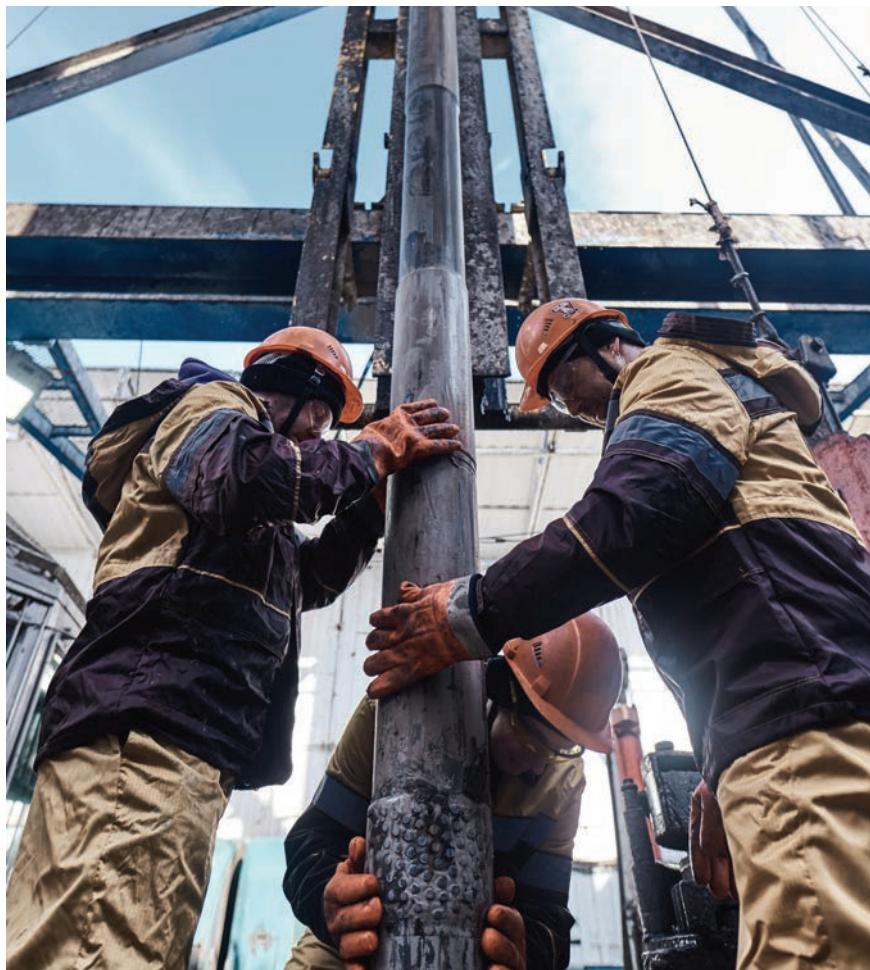
В статусе оператора разработки месторождения в 2017 году «Газпром нефть» переиспытала на Тазовском месторождении две скважины.

«Газпром нефть» продолжает активное формирование нового кластера добычи в ключевом для компании регионе — Ямalo-Ненецком автономном округе. Освоение подгазовых залежей Тазовского и ачи-

мовских пластов Северо-Самбургского участков, лицензии на которые компания получила в 2017 году от «Газпрома», имеет для нас двойное значение: за счет применения новейших технологий добывчи мы максимально эффективно используем ресурсный потенциал Ямала, при этом получая ценнейший опыт работы с трудноизвлекаемыми запасами», — сказал глава Дирекции по крупным проектам «Газпром нефти», генеральный директор «Газпромнефть-Развития» Денис Сугаипов.

Справка

Тазовское месторождение расположено в 500 км к северо-востоку от Салехарда. На 1 января 2016 года государственный баланс запасов полезных ископаемых учтывал по данному месторождению 72 млн тонн извлекаемых запасов нефти, 4,6 млн тонн конденсата и 183,3 млрд м³ свободного газа.



Новое слово в подготовке попутного газа

Специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» при участии МГТУ им. Баумана реализуется технологический проект «Мобильные модульные комплексы» по направлению подготовки попутного газа. Это компактное технологическое решение позволяет значительно сократить затраты на строительство и обслуживание инфраструктуры, повысить эффективность работы газопотребляющего оборудования и экологичность. Все инженерные разработки в рамках проекта являются ноу-хау и будут запатентованы.

~15%

оценочное
сокращение стоимости
строительства

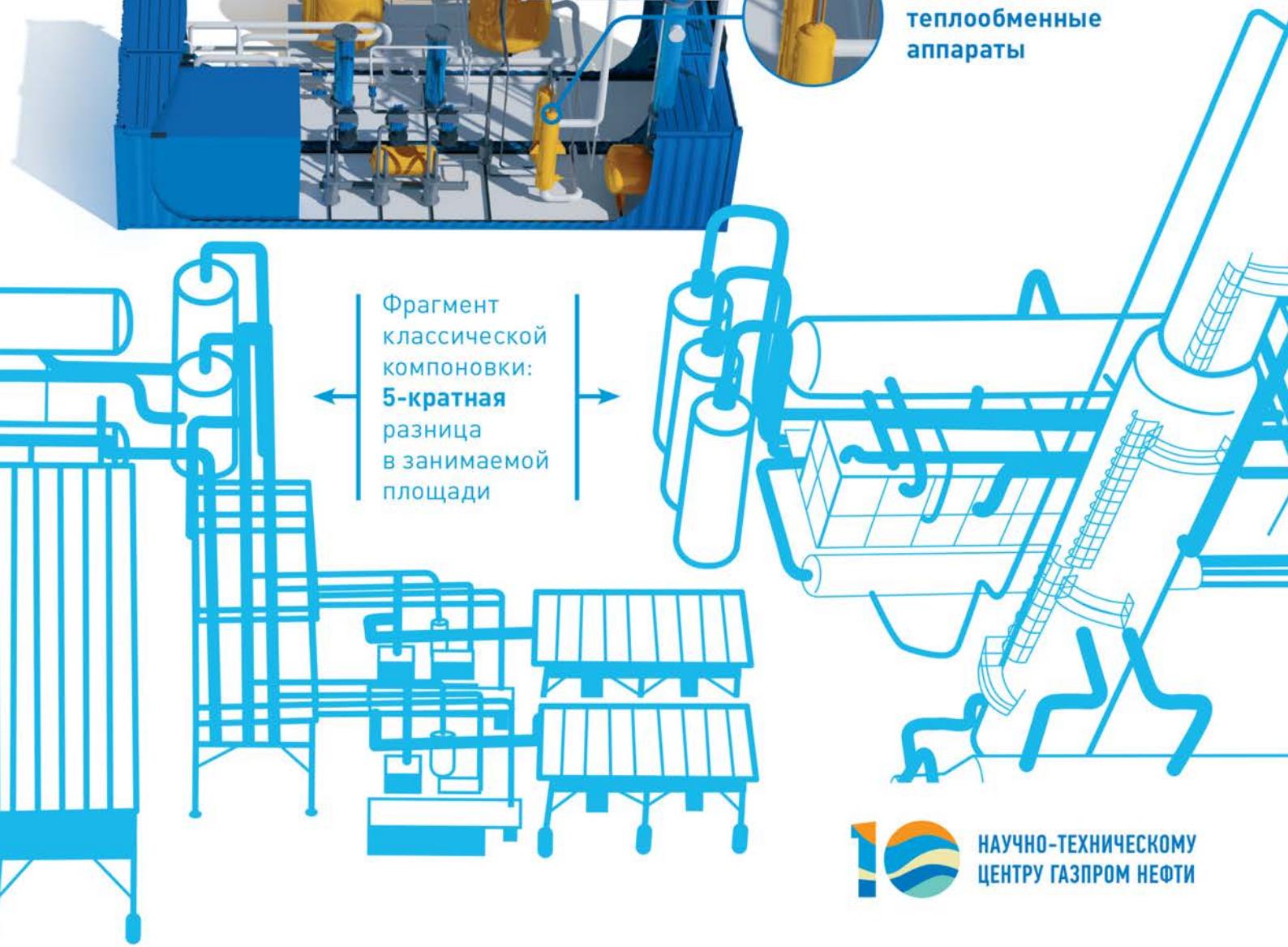
Новая модульная компоновка
по отбензиниванию попутного газа,
включающая узел смешения нефти
и конденсата



Однопоточная
холодильная машина
на многокомпонентной
смеси хладагентов

Многопоточные
теплообменные
аппараты

Фрагмент
классической
компоновки:
5-кратная
разница
в занимаемой
площади



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ
ЦЕНТРУ ГАЗПРОМ НЕФТИ

УДК 550.834

© Д.А. Литвиченко,
А.А. Наумов,
Р.А. Федорчук, 2018

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В СЛОЖНЫХ СЕЙМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ БЛОКОВ В СКЛАДЧАТОМ ПОЯСЕ ЗАГРОС (ИРАК)

SEISMIC SURVEYS IN COMPLEX SEISMOGEOLOGICAL CONDITIONS: CASE STUDY FROM HIGH FOLDED ZONE ZAGROS (IRAQ)

Д.А. Литвиченко, А.А. Наумов

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

Р.А. Федорчук

ПАО «Газпром нефть»

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

Ключевые слова: наземная сейсморазведка, лучевое моделирование, зона Френеля

D.A. Litvichenko, A.A. Naumov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

R.A. Fedorchuk

Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

The results of seismic survey and data processing of folded zone Zagros considered as pattern of acquiring data in high folded structure area. It is recommended to perform seismic survey using the 3D technique instead of conventional 2D in difficult seismic and geological conditions such as Zagros folded zones. Ray tracing modeling technology should be used in order to select parameters of seismic acquisition system that will allow to choose optimal parameters for the geological problems solution in specific geological conditions. Advantages of applying summation technology for the first Fresnel zone showed in a comparison with traditional approaches.

Keywords: land seismic, ray tracing, Fresnel zone

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-10-15

ВВЕДЕНИЕ

Сейсморазведочные работы (CPP) 2D методом общей глубинной точки (МОГТ) на текущем этапе развития отрасли, как правило, проводятся на ранее не исследованных сейсмическими методами территориях с целью изучения геологического строения и создания структурно-тектонической модели. Кроме того, работы МОГТ 2D выполняются в регионах со сложным пересеченным рельефом, в горных районах, где возможности проведения сейсморазведки 3D ограничены технико-экономическими причинами.

В данной статье, основываясь на результатах обработки сейсмических данных, зарегистрированных по технологии МОГТ 2D, на примере одного из блоков в складчатом поясе Загрос (Ирак) предложены подходы к организации полевых работ и обработке

сейсмических данных, отличные от традиционных, применяемых в настоящее время в производственных масштабах.

В 2015 г. проведены CPP по сети ортогональных профилей с шагом около 1,5 км между профилями. Азимут сети профилей выбран таким образом, чтобы часть их располагалась ортогонально относительно горных структур. На момент проведения работ были приняты параметры, обеспечивающие регистрацию данных с номинальной кратностью 80 единиц в бине 25 м с максимальным удалением 4000 м. Выбор типа сейсмической съемки и ее параметров основан в первую очередь на обусловленных поверхностными условиями технико-экономических ограничениях проведения работ. Следует отметить, что в связи с расположением площади работ в новом для компании регионе, в данном проекте параметры системы сейсмических наблю-

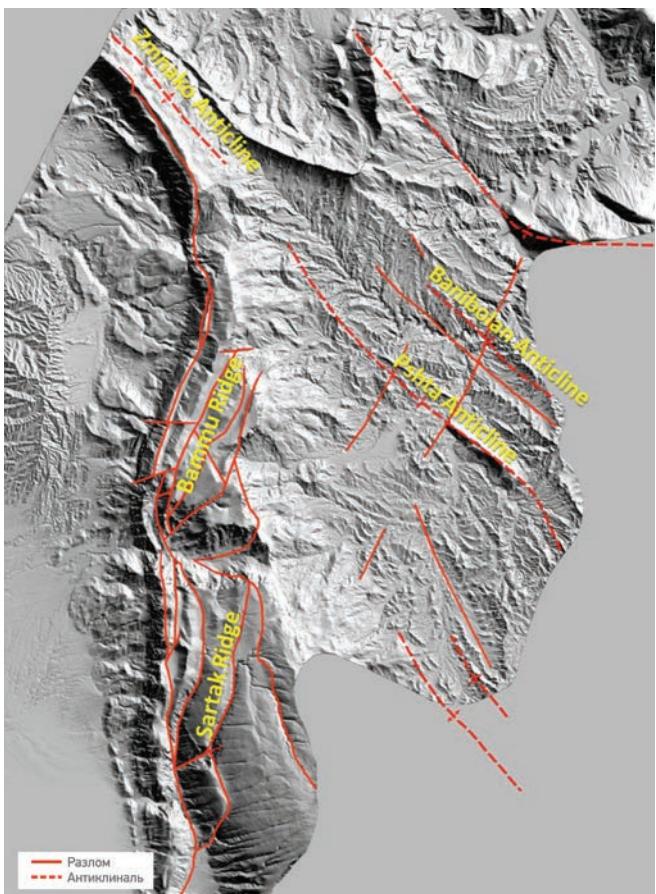


Рис. 1. Высокоразрешенный космоснимок южной части площади исследования

дений выбраны без предварительной проработки дизайна сейсмической съемки с учетом глубинно-скоростного строения геологической среды.

Участок работ расположен в сложной структурно-тектонической зоне. Горные хребты Сартак и Бамму (рис. 1), разделяющие площадь участка на две части, являются видимой частью сдвигового разлома. Перепад рельефа в пределах контура

CPP составил 1316 м, азимуты падения пластов в западной и восточной частях блока различны. В западной части исследуемой площади направление падения пластов ортогонально субмеридиональному простиранию хребта, в восточной части блока складки простираются согласно региональному тренду, приблизительно под углом 45° к хребту.

ЭКСПРЕСС-ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Для контроля качества получаемого в поле материала в процессе проведения CPP выполнена экспресс-обработка сейсмических данных. Различие экспресс-обработки и традиционной заключается в задачах и сроках: в первом случае речь идет исключительно о решении кинематической задачи (обработка без сохранения исходной зависимости амплитуд от удаления и времени).

На этапе экспресс-обработки информативность сейсмических разрезов в горной (центральной) части площади была крайне низкой, отражающие горизонты (ОГ) в восточной части площади работ частично или полностью не прослеживались (рис. 2, а).

Оперативный контроль параметров съемки на соответствие проекту не выявил существенных нарушений. Отмечено наличие отклонений фактического положения пунктов возбуждения от проектного (до 200 м и более), что обусловлено стремлением сократить время полевых работ путем уве-

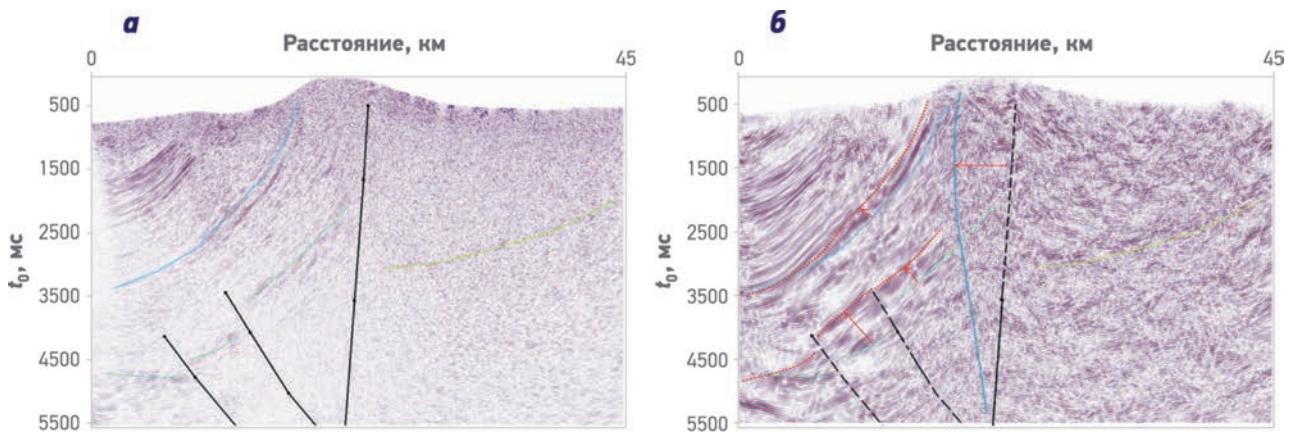


Рис. 2. Сопоставление временных разрезов, построенных по результатам экспресс-обработки и интерпретации данных (а) и применения технологии суммирования по 1-й зоне Френеля до миграции (б)

личения доли воздействий вибросейсмическим источником. Данное обстоятельство не могло послужить причиной потери когерентности ввиду имеющейся корректной записи координат фактических положений точек возбуждения на площади, кроме того, допущенные отклонения пунктов геофизического наблюдения от проектной схемы существуют и в западной части блока, где получена когерентная волновая картина. Холмистая местность и наличие эксклюзивных зон являются определяющим фактором движения вибросейсмического источника по смещенной траектории. В свою очередь горные участки были отработаны с применением заглубляемого взрывного источника, что позволило минимизировать отклонения. Анализ записи волнового поля показал, что сейсмический материал характеризуется высокой интенсивностью поверхностных волн-помех, запись осложнена интенсивным фоном боковых отражений, приведших не с линии профиля.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СРР МОГТ 2D В УСЛОВИЯХ ПЛОЩАДИ ИССЛЕДОВАНИЯ ВНОСИТ СУЩЕСТВЕННУЮ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ НА ЭТАПЕ СТРУКТУРНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ, ЧТО НЕВОЗМОЖНО КОМПЕНСИРОВАТЬ НА ЭТАПЕ ОБРАБОТКИ

ТЕСТОВАЯ ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

На этапе камеральных работ было принято решение о необходимости проведения тестовой/экспертной обработки сейсмических данных группой ведущих сервисных компаний с целью поиска технологии, способной повысить качество результирующего сейсмического изображения. Данный проект был направлен на выявление лучших практик обработки сейсмического материала во всем спектре представленных на рынке программных решений с целью получения максимально когерентного, разрешенного и сфокусированного сейсмического изображения геологической среды. Сопоставительный анализ примененных графов обработки показал, что стандартный подход к расчету статических и кинематических поправок работает одинаково хорошо во всей совокупности программных решений, имеющихся на рынке. Различались только технико-методические подходы коллективов специалистов к расчету коротко- и среднепериодных статических поправок и детальности прослеживания

скоростей суммирования. Однако в данных сейсмогеологических условиях полученные различия в когерентности и прослеживаемости результирующего изображения были незначительны. Например, использование плавающей линии приведения с локально постоянным уровнем в пределах подборки общей глубинной площадки позволило сформировать эталонную модель на большей пространственной базе за счет минимизации искажения гиперболичности годографов, что незначительно повысило информативность результирующего изображения геологической среды.

ТЕХНОЛОГИЯ СУММИРОВАНИЯ ПО ЗОНАМ ФРЕНЕЛЯ

Помимо тестирования стандартных подходов к обработке сейсмических данных 2D выполнено тестирование ряда нетрадиционных алгоритмов повышения когерентности сейсмического материала. В настоящее время на рынке представлено несколько реализаций технологии улучшения качества прослеживаемости опорных и второстепенных ОГ во временной области. Следует отметить, что данная технология не получила широкого распространения и остается маловостребованной. В ее основе лежит суммирование в пределах 1-й зоны Френеля [1, 2], при этом используется не одна симметричная выборка общей глубинной точки, а совокупность таких выборок. С кинематической точки зрения это означает, что «в одну точку» на плоскости временного разреза суммируются разные линейные годографы, в совокупности определяющие поле времен.

Преимущества рассматриваемой технологии заключаются в следующем:

- формирование сейсмограммы выполняется по принципу общности 1-й зоны Френеля, что обеспечивает увеличение соотношения сигнал/помеха за счет значительно го роста статистического эффекта накапливания;
- алгоритм расчета кинематических поправок позволяет исключить неравномерное растяжение формы сигналов, что характерно при вводе кинематических поправок при суммировании. Это обеспечивает сохранение исходной разрешенности сейсмической записи на суммарных трассах [3]. Применение технологии суммирования по зонам Френеля в отдельных случаях позволяет более надежно проследить ОГ и выделить тектонические нарушения (рис. 2, 6). Кроме того, необходимо отме-

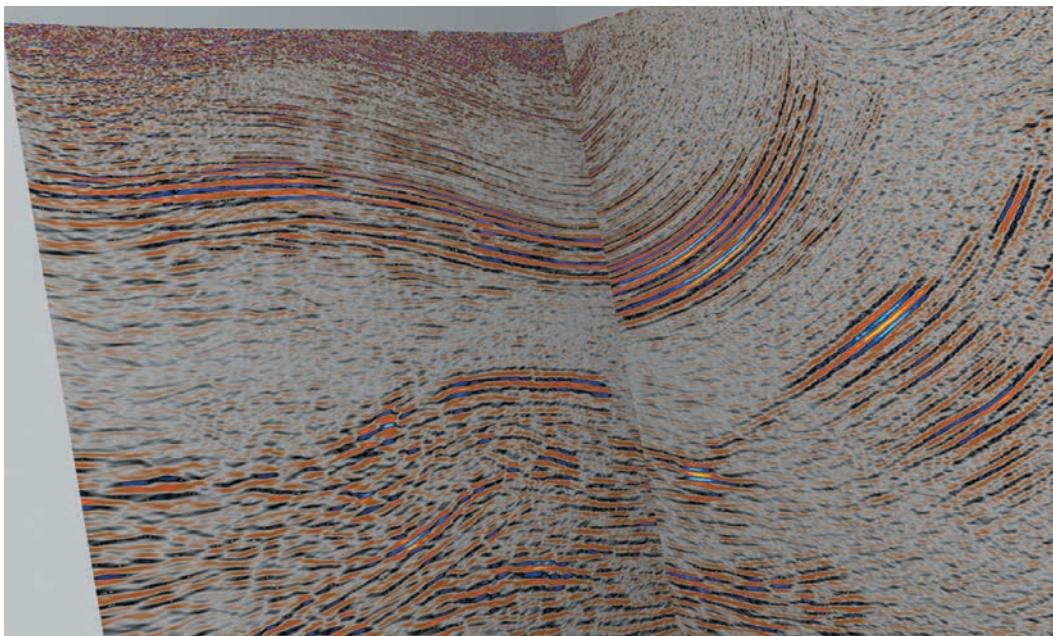


Рис. 3. Сейсмическое изображение в месте пересечения двух ортогональных 2D профилей

тить, что результирующее суммарное сейсмическое изображение характеризуется наличием достаточно сложной волновой картины, что обусловлено существенным фоном боковых отражений вследствие двумерности системы сейсмического исследования и сложной геолого-тектонической обстановкой. Таким образом, даже существенное улучшение фокусировки в сложных сейсмогеологических условиях не приводит к построению качественного изображения, так как в 2D пространстве профиля нельзя учесть трехмерность реальной среды.

В процессе обработки материалов сейсморазведки, полученных на площади исследования, было отмечено яркое проявление несогласованности структурного плана на уровне целевых ОГ на ортогональных профилях, что обусловлено естественным ограничением технологии сейсморазведочных работ МОГТ 2D при исследовании геологической среды с ОГ, имеющими значительный угол наклона (**рис. 3**).

На **рис. 3** отмечается существенная невязка в t_0 (двойное время пробега отраженной волны от поверхности наблюдения до отражающего горизонта) по всему интервалу разреза, которая обусловлена в первую очередь ограниченностью 2D сейсмического метода исследования, используемого при изучении геологической среды с ОГ, имеющим значительный угол наклона.

Кроме того, выбор неоптимального азимута 2D профилей по отношению к азимуту на-

клона ОГ неизбежно приводит к искажению отображения геологической среды в регистрируемом волновом поле. Данное ограничение вносит существенную неопределенность на этапе построения структурных карт, увеличивая погрешность определения глубин, пространственного положения геологических объектов (в том числе нарушений) и размеров структур [4].

ЛУЧЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В рамках данного исследования выполнена модель-базированная оценка освещенности целевого интервала в рамках толсто-слоистой глубинно-скоростной модели геологического строения рассматриваемой площади (**рис. 4**). Проведено лучевое трассирование от поверхности наблюдения до ОГ (целевого объекта исследования). Трассировка лучей выполнена для случая регистрации поля отраженных волн системой из двух ортогональных профилей, ориентированных в продольном и поперечном направлениях простирации ОГ от единичного пункта возбуждения на каждом из профилей. Полученная картина иллюстрирует трехмерную природу регистрируемого волнового поля продольных волн, что в случае регистрации двумерной системой наблюдения приведет к существенным невязкам в месте пересечения профилей. Это указывает на необходимость использования трехмерной системы сейсмических наблюдений.

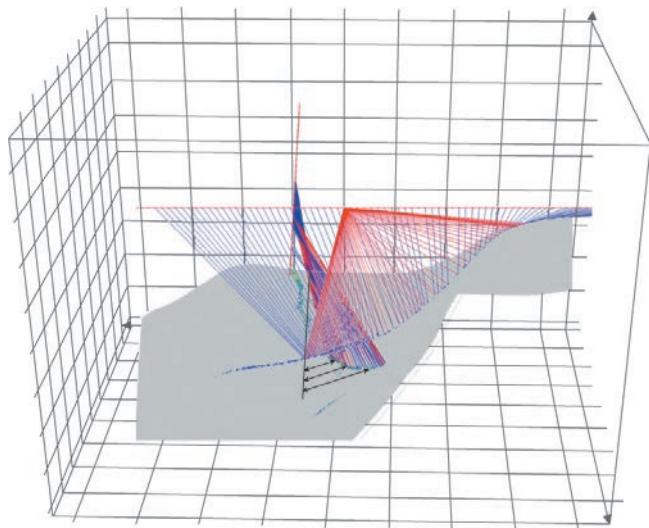


Рис. 4. Лучевая схема регистрации продольных волн от единичного пункта возбуждения системой из двух профилей 2D, ориентированных в ортогональном и поперечном направлениях по отношению к азимуту падения ОГ (стрелками показано отклонение точек отражения от вертикальной проекции 2D профиля на ОГ)

РЕКОМЕНДАЦИИ

По результатам проведенных исследований и анализа материалов, полученных в ходе полевых работ, разработаны следующие рекомендации.

1. В сложных сейсмогеологических условиях (складчатых зонах) с целью корректного восстановления трехмерного изображения геологической среды целесообразно использование на этапе полевых работ трехмерных систем сейсмического наблюдения МОГТ 3D.
2. Определение параметров сейсмической съемки необходимо выполнять с учетом глубинно-скоростных особенностей исследуемой геологической среды. Следует учитывать, что выбор оптимальных значений максимального удаления и азимута сейсмической съемки зависит от углов наклона и азимута падения ОГ, что непосредственно влияет на корректность восстановления изображения участков геологической среды. Плотность расположения пунктов системы наблюдения, а следовательно, и кратность необходимо выбирать с учетом оценки эффективной кратности (объем сейсмической информации) вдоль целевых ОГ, что является критерием для успешного применения технологий построения глубинно-скоростной модели (ГСМ) среды на этапе обработки сейсмического материала. Оценку данных параметров сейсмической съемки целесообразно выполнять с привлечением технологии лучевого моделиро-

вания, что позволит учесть влияние указанных сейсмогеологических особенностей при выборе параметров и обеспечит регистрацию необходимого объема сейсмического материала для решения поставленных геологических задач [5, 6].

3. Эффективное использование технологии лучевого моделирования возможно при наличии априорной информации о строении исследуемого участка либо после проведения опытно-методических работ (ОМР) в формате отработки профиля 2D для определения углов залегания основных ОГ, а также определения глубин целевого интервала исследования. Более того, данные, полученные в процессе ОМР, могут и должны быть использованы для оценки скоростных характеристик поверхностных волн-помех, на основании чего следует подбирать оптимальный шаг между пунктами геофизического наблюдения, обеспечивающий минимизацию/устранение алиасинг-эффекта при отображении волн-помех линейного типа.
4. По итогам оценки качества материала, выполняемой в ходе экспресс-обработки, следует корректировать методику выполнения полевых работ. Это должно быть предусмотрено при контрактовании полевого этапа СПР.
5. Отклонения от проектных параметров системы сейсмических наблюдений, в частности смещения пунктов геофизического наблюдения, обусловленные поверхностными условиями участка проведения работ, допустимы при условии точного позицио-

нирования, что должно быть предусмотрено на этапе проектирования по высокорешенным космоснимкам.

6. В сложных сейсмогеологических условиях технология суммирования по зонам Френеля может быть использована с целью фокусировки отраженного сигнала, а также увеличения соотношения сигнал/шум на этапе построения ГСМ перед глубинной миграцией.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении сейсморазведочных работ в районах со сложным структурно-тектоническим строением геологической среды и большими углами наклонов ОГ системы сейсмических наблюдений 2D могут быть использованы только в рамках ОМР, являющихся подготовительным этапом перед планированием 3D сейсмической съемки в новых для компании регионах. Использование сети наблюдения 3D существенным образом облегчает задачу разделения волновых полей трехмерной геологической среды и их корректного учета на этапе миграции, что повышает когерентность и фокусировку результирующего сейсмического изображения. На этапе проектирова-

С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ РЕКОМЕНДУЕТСЯ ПРИМЕНЯТЬ ТЕХНОЛОГИЮ ЛУЧЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

ния системы наблюдений необходимо привлечение технологии лучевого моделирования, что в свою очередь, позволит подобрать и математически обосновать оптимальные параметры сейсмической съемки в сейсмогеологических условиях площади исследования. Эффективность использования технологии лучевого моделирования зависит от объема априорной информации о строении исследуемого участка. Применение данной технологии позволяет подобрать несколько различных по стоимости вариантов сейсмической съемки в зависимости от поставленной геологической задачи. Только после определения оптимальных параметров сейсмической съемки, обеспечивающих решение геологических задач, следует планировать бюджет СРР.

Список литературы

1. Berkovitch A, Gelchinsky B, Keydar S. Basic formulae for multifocusing stack//56th Mtg. Eur. Assoc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1994. – 140.
2. Common reflecting- surface stack: Image and attributes/R. Jager, J. Mann, G. Heoche, P. Hubral //Geophysics. – 2001. – V. 66. – C. 97–109.
3. Цымбалик Ю.А., Матигоров А.А., Беркович А. Мультифокусинг – новая технология обработки данных сейсморазведки//Нефтегазовая вертикаль, специальный выпуск. – С. 26–31.
4. Опыт проведения сейсморазведочных работ в условиях развития складчатости / Р.А. Федорчук, В.А. Шашель, А.А. Наумов, Д.А. Литвиченко // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 12. - С. 17-19.
5. Литвиченко Д.А. Результаты лучевого моделирования – основа выбора оптимальных параметров системы сейсмических наблюдений // Технологии сейсморазведки. - 2016. - № 4. - С.77-83.
6. Литвиченко Д.А., Сорокин А.С., Назыров Д.Д. Применение технологии лучевого моделирования при проектировании системы сейсмических наблюдений 3D в сейсмогеологических условиях Западной Сибири // Тезисы 18-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель-2016», Геленджик, 12-15 сентября 2016 г. – <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86768>.

Reference

1. Berkovitch A, Gelchinsky B, Keydar S, *Basic formulae for multifocusing stack*, Proceedings 56th Mtg. Eur. Assoc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 1994, p. 140.
2. Jager R., Mann J., Heoche G., Hubral P., *Common reflecting- surface stack: Image and attributes*, Geophysics, 2001, V. 66, pp. 97–109.
3. Tsimbalyuk YuA., Matigorov AA., Berkovich A., *Multifocusing - a new technology for processing seismic data* (In Russ.), Neftegazovaya vertikal', 2010, spetsial'nyy vypusk, pp. 26–31
4. Kerusov A.I., Parasyne V.S., *Organization of large-scale land seismic acquizition 3D Q-LAND SPARSE-VIVID* (Gadames Basin, Libya) (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2011, no. 4, pp. 103–117.
5. Litvichenko D.A., Ray modeling results - the basis of acquisition system optimal parameters selection (In Russ.), Tekhnologii seysmorazvedki, 2016, no. 4, pp. 77–83.
6. Litvichenko D.A., Sorokin A.S., Nazirov D.D., *Primenenie tekhnologii luchevogo modelirovaniya pri proektirovaniyu sistemy seysmicheskikh nablyudeniy 3D v seismogeologicheskikh usloviyakh Zapadnoy Sibiri* (Application of the raypath modeling technology in the design of the 3D seismic surveillance system in the seismogeological conditions of Western Siberia), Proceedings of 18th Scientific and Practical Conference on the Exploration and Development of Oil and Gas Fields "EAGE-Geomodel' 2016", 12-15 September 2016, Gelendzhik, URL: <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86768>.

СТРАТЕГИЯ УЧЕТА ЛАТЕРАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА ПК₁³ ПРИ СОПРОВОЖДЕНИИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

THE STRATEGY OF TAKING INTO ACCOUNT THE LATERAL HETEROGENEITY OF THE PK₁³ RESERVOIR DURING GEOLOGICAL SUPPORT OF HORIZONTAL WELLS DRILLING AT THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE FIELD

Б.В. Белозеров, И.В. Коваленко, к.т.н., И.М. Ниткалиев, Д.И. Тенгелиди

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

Электронный адрес:

Ключевые слова: континентальный генезис отложений, неоднородность, стратегия бурения

B.V. Belozerov, I.V. Kovalenko, I.M. Nitkaliev, D.I. Tengelidi Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Existing approaches to drilling wells in homogeneous reservoirs implies a common strategy based on more not from Geology, but primarily from technological factors. However, these «easy» deposits are already at a late stage of development, and many of them have already passed this stage. In this regard, all the more difficult deposits are put into operation, the development of which previously was not possible. One of these is the Eastern-Messoyakhskoye field and its main object of the development (PK13 layer), continental Genesis of sediments, which implies a large number of heterogeneities and uncertainties. Continental sediments are some of the most complex geological objects from the development point of view. Reserve recovery is largely determined by the efficiency of drilling and the selected concept of horizontal wells. The lack of reliable trends within the Eastern-Messoyakhskoye field to predict the reservoir distribution with a high degree of heterogeneity, lateral and vertical, as well as the nature of saturation, requires a constant response to data that can significantly change concept about the architecture of the reservoir. In this regard, the presence of dynamic drilling strategy is an integral part of a successful process of geological monitoring. The article describes the role of the account the lateral heterogeneity of the continental deposits, updating of the strategy of drilling and prediction of the occurrence of the formation. The aim of this work is to describe approaches for the selection of the most optimal arrangement of wells in the planning of drilling, taking into account the constantly updated geological information about the reservoir.

Keywords: continental genesis of sediments, heterogeneity, strategy of drilling

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-16-19

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее основным объектом разработки Восточно-Мессояхского месторождения является пласт ПК₁, отложения которого имеют континентальный генезис, подразумевающий большое число неоднородностей и неопределенностей. Трудности разработки таких отложений описаны во многих работах [1–3]. В них одним из обязательных условий стратегии бурения становится планирование бурения пилотного ствола, способствующего изучению геологического разреза и дальнейшей успешной проводке горизонтальных стволов (ГС). Однако геологическое строение разреза континентальных отложений не позволяет с высокой степенью уверенности определить, какое число скважин-пилотов будет достаточным. Даже на расстоянии между скважинами, равном

400 м, наблюдается резкое изменение не только качества коллекторов, но и характера их насыщения. В связи с этим стратегия бурения ГС должна постоянно адаптироваться к новой геологической информации, в том числе в режиме реального времени. На рис. 1 схематично изображена эволюция стратегии бурения на пласт ПК₁³, а также основные изменения в геологической концепции отложений.

СТРАТЕГИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Постепенное обновление геологической концепции на основе новых скважинных данных с 2013 по 2016 г. повлияло на корректировку стратегии бурения скважин. Основные причины изменений следующие: – значительное недостижение проектных дебитов скважин ПМР, пробуренных на циклит В;

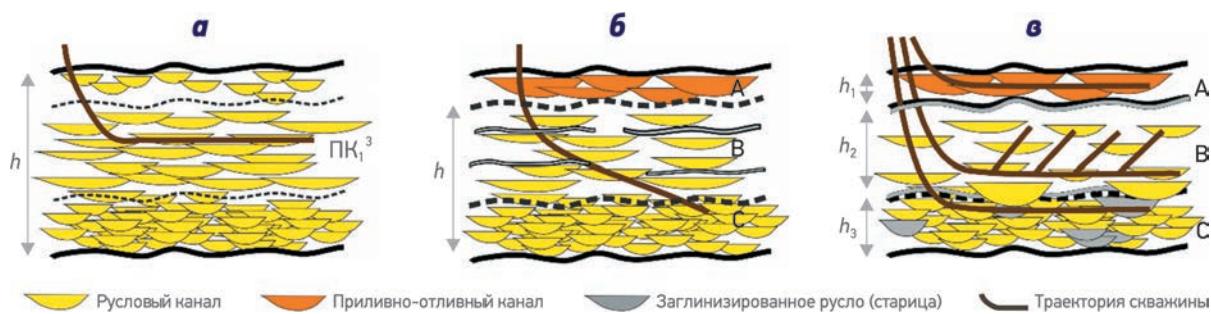


Рис. 1. Геологическая концепция строения разреза и стратегия бурения на пласт ПК₁³ Восточно-Мессояхского месторождения в 2013 (а), 2014–2015 (б) и 2016 (в) г. (А, В, С – циклита)

- наличие зон гидродинамической разобщенности циклита А и В+С;
- недоизученность потенциала циклита А;
- наличие локальных газо- и водонасыщенных слоев;
- существенная зависимость эффективности проводки скважин от принадлежности к циклиту;
- неподтверждение прогнозных параметров в циклите В на удалении уже первых сотен метров от опорного пилотного ствола.

Комплекс работ по доизучению залежи направлен на снятие вышеописанных неопределенностей и включает следующие мероприятия:

- ориентация зон первоочередного бурения на наиболее выдержаные отложения циклита С на участки с нефтенасыщенными толщинами более 12–15 м, рентабельные для разработки;

- проведение гамма-гамма плотностного (ГГКп) и нейтрон-нейтронного (ННК) каротажей в транспортной секции ствола для оценки характера насыщения циклита А и В, а также изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), при бурении скважин на циклит С;
- опытно-промышленные работы (ОПР) в безгазовом циклите А для оценки продуктивности скважин, планируемых к бурению в краевых зонах залежи;
- ОПР по бурению ГС с многозабойным заканчиванием и бурению скважин по технологии Fishbone.

В ходе ОПР на кусте скважин № 38 были пробурены три скважины с разным числом отростков Fishbone, основные ГС при этом имеют как ниспадающие, так и восходящие профили (рис. 2). Наличие мощного руслового канала позволило провести горизонталь-

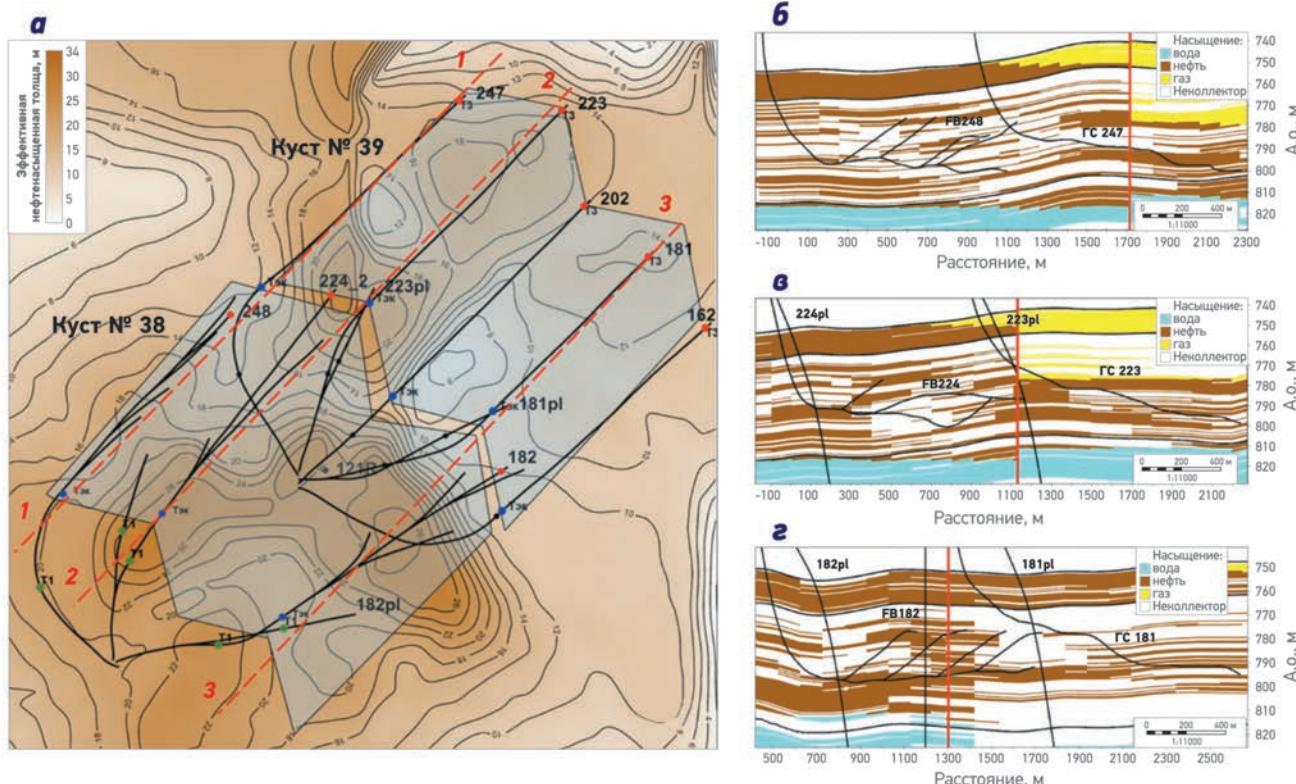


Рис. 2. Схема расположения скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин циклита В (а) и геологические разрезы по линиям 1-1 (б), 2-2 (в) и 3-3 (г-г)

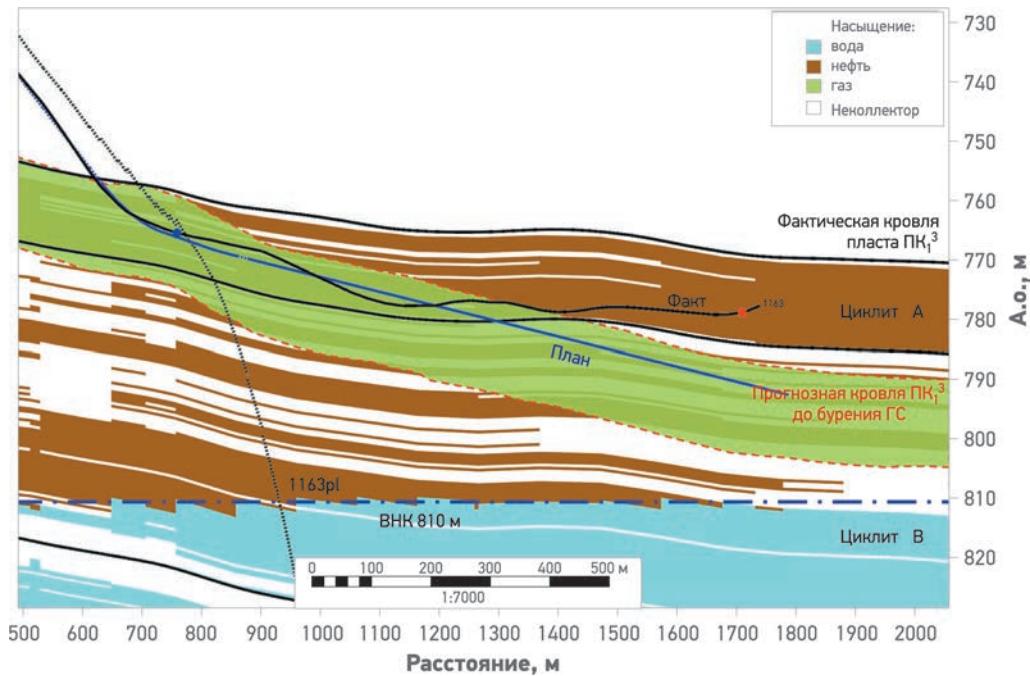


Рис. 3. Разрез по кубу насыщения вдоль горизонтальной скв. 1163 (ВНК – водонефтяной контакт)

ный ствол скв. 182 преимущественно по коллектору с высокими ФЕС на абсолютной отметке -797 м вовлечь в разработку отдаленные расчлененные отложениями коллекторы на абсолютной отметке -(777–780 м). Скв. 248 с 4FB была пробурена в разрезе пойменных отложений, что дает возможность оценить эффект применения технологии Fishbone в различных геологических условиях. Анализ стартовых показателей работы скважин на 15-е сут показал эффективность использования данной технологии как в сильно расчлененных коллекторах с низкими ФЕС, так и при наличии высокопроницаемых каналов в разрезе. Прирост продуктивности оценивается на уровне 55 %.

Результаты геонавигации и работа скважин пробуренного фонда свидетельствуют о том, что наиболее эффективным способом проводки траектории ствола является стратиграфическое бурение, когда профиль скважины повторяет изменения структуры, а в случае потери коллектора проводка осуществляется в зоне статистически наиболее вероятного вскрытия русловых отложений, к которым приурочены коллекторы с высокими ФЕС. Геонавигация горизонтальных стволов скважин в континентальных отложениях – наукоемкий процесс, требующий проведения широкого комплекса геофизических исследований в связи с отсутствием уверенно прослеживаемых границ-маркеров для привязки данных синтетических каротажей к опорным пилотным стволам. Кроме того, залежь пласта ПК₁³ осложнена амплитудными и мало-

амплитудными разломами, которые могут быть причиной наличия резких границ коллектор-неколлектор, фиксируемых методами LWD вдоль стволов скважин. С целью снижения диапазона неопределенности в компоновку LWD включены приборы азимутального плотностного каротажа (имиджеры), определяющие структурные и геологические особенности элементов залегания.

Целевым объектом краевых зон пласта ПК₁³ является безгазовый циклит А, представленный мелководно-морскими отложениями, в значительной степени выдержаными по площади. Примером геонавигации в такой обстановке является скв. 1163 куста № 38 (рис. 3), проведенная с эффективной длиной по коллектору, равной 90 %.

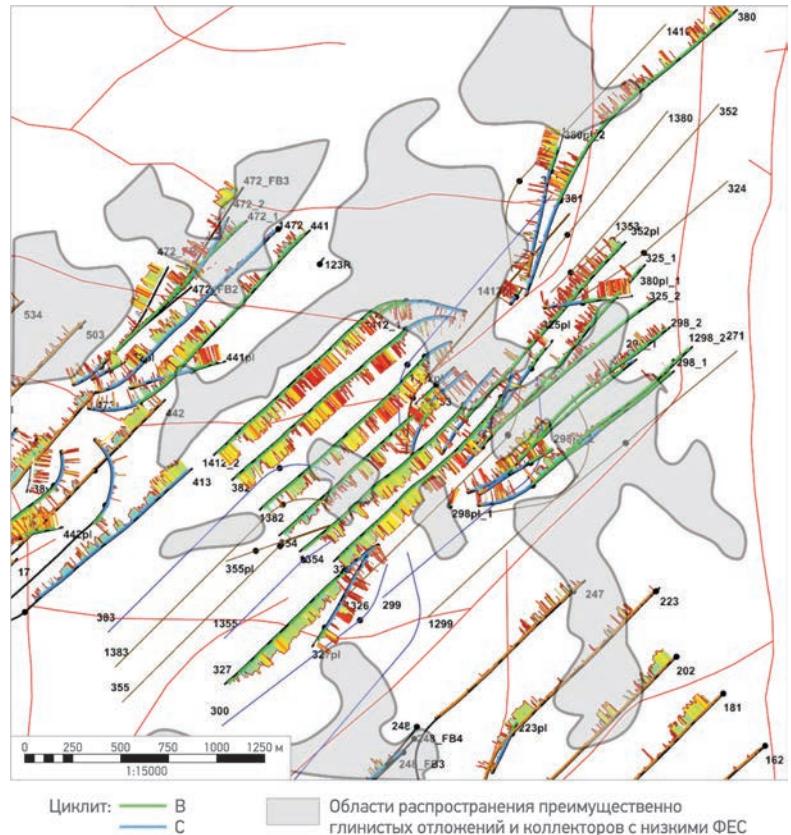
Попытка учета латеральной неоднородности на основе сейсмических данных была предпринята в районе кустов № 17, 18 (рис. 4). Несмотря на ориентацию скважин на циклит С, где эффективность проходки по статистическим данным составляет 80 %, часть скважин попадала в зону с преимущественно глинистыми отложениями, вероятнее всего сформированными в условиях старицы или поймы. После бурения нескольких неуспешных скважин и получения качественной корреляции с параметром RMS было принято решение отказаться от бурения скважин, попадавших в заглинизованную область, а также увеличить число пилотных стволов и изменить очередьность бурения на кустах скважин. Отсутствие надежных трендов в пределах Восточно-Мессояхского месторождения для

прогноза распространения коллектора с высокой степенью неоднородности требует постоянного учета получаемых данных, способных существенно изменить представления об архитектуре резервуара. В связи с этим наличие динамичной стратегии бурения является неотъемлемой частью успешного процесса геологического сопровождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного, текущая стратегия бурения представляется следующим образом.

1. Разбуривание зон выдержаных по толщине коллекторов циклита С. Параллельное изучение вышележащего разреза – поиск перспективных зон в циклите В, концептуальное изменения русловых тел на основе корреляции скважинных данных.
2. Использование статистических данных по пробуренному фонду скважин для оценки их потенциала.
3. Планирование профиля скважины в соответствии со стратиграфией пласта.
4. Учет результатов интерпретации имиджей, в первую очередь в краевых зонах.
5. Учет несогласного залегания отложений на границе циклитов В и С.



АСПЕКТЫ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ СТАНДАРТНОГО ИЛИ РАСШИРЕННОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

ASPECTS OF GEOSTEERING WITH SIMPLE AND EXTENDED LWD TOOLS OF BHA

А.В. Билинчук, к.т.н., А.Р. Листик

ПАО «Газпром нефть»

В.А. Киндуяк, к.т.н., П.С. Арзуманян

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

Электронный адрес: Kindyuk.VA@gazpromneft-ntc.ru; Arzumanyan.PS@gazpromneft-ntc.ru;
Listik.AR@gazprom-neft.ru; Bilinchuk.AV@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: горизонтальная скважина, геонавигация, комплекс каротажа во время бурения, матрица LWD, непромер

A.V. Bilinchuk, A.R. Listik Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

V.A. Kindyuk, P.S. Arzumanyan Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In an article are showed a base principles of picking type of LWD. In result of matching between physical bias of method and characteristics of geological section LWD matrix has been made, which can optimize selection of LWD tools. The influence of distance to bit on an effectivity of constructing a horizontal well was estimated. As examples benefits of using extended LWD assembly by comparing effective length of well have been shown.

Keywords: horizontal well, geosteering, LWD, matrix of LWD, distance to bottom

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-20-27

ВВЕДЕНИЕ

Строительство горизонтальных скважин является одним из эффективных методов вовлечения в разработку нефтяных и газовых месторождений, имеющих сложное строение [1]. В настоящее время на активах «Газпром нефти» в процессе строительства 77 % скважин применяется стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) во время бурения, включающий индукционный каротаж (ИК) и гамма-каротаж (ГК) (ГОСТ 32358–2013). При его использовании возникают сложности при выделении коллекторов и решении геонавигационной задачи, появляется риск проводки скважины в коллекторе с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) либо в неколлекторе.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС. МАТРИЦА LWD

Для анализа сложившейся ситуации была проведена систематизация геологических особенностей карбонатных и терригенных разрезов. Для каждого типа разреза на основе разработанных логических схем был предложен инструмент выбора оптимального комплекса ГИС. Рассматривался только каротаж во время бурения (LWD-каротаж); для карбонатного разреза характерны: небольшая толщина целевого интервала; порово-трещиноватый коллектор; наличие битума в поровом пространстве; необходимость контроля состояния ствола скважины; для терригенного – наличие газонефтяного контакта (ГНК); небольшая толщина целевого интервала; наличие радиоактивных песчаников; неопределенность петрофизической интерпретации

данных; необходимость контроля состояния ствола скважины.

Выбор оптимального комплекса ГИС проводился следующим образом. Выделялись отдельные методы ГИС, чувствительные к одной определенной особенности разреза [2], которые связывались с этой особенностью. Систематизация логических связей между методами и особенностями была представлена в виде логической схемы – «дерева решений». Ее использование заключалось в последовательной проверке наличия геологических особенностей, характерных для каждого типа разреза. При этом под неопре-

деленностью петрофизической интерпретации подразумеваются случаи, когда результатов ГК и ИК недостаточно для выделения коллекторов, но при этом рассматриваемый терригенный разрез не характеризуется наличием ГНК или радиоактивных песчаников и не требуется контролировать состояние ствола скважины.

На основе дерева решения разработан подход, представляющий собой матрицу LWD-каротажа в процессе бурения, которая является инструментом выбора методов ГИС для проведения каротажа во время бурения (рис. 1).

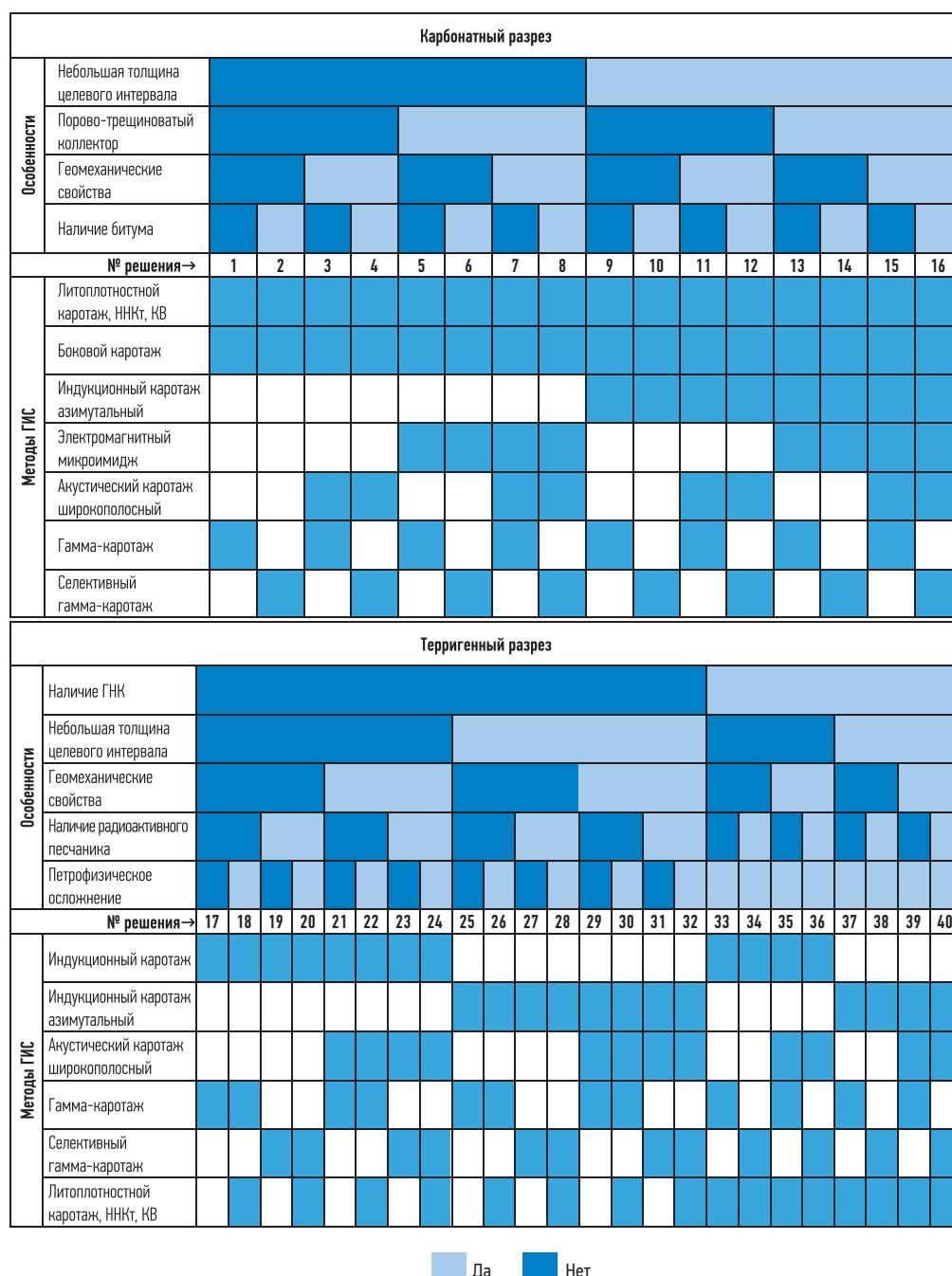


Рис. 1. Матрица выбора методов ГИС для горизонтальных скважин (ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейtronам; КВ – кавернометрия)

На основе результатов анализа рынка нефте-сервисных организаций, оказывающих услуги по расширенному каротажу во время бурения на территории Российской Федерации, были систематизированы доступные приборы LWD с указанием их конкретного названия [3]. Эти приборы разработаны для скважин диаметром от 4 ¾" (121 мм) и более. В **табл. 1** приведена классификация существующих на сегодняшний день комплексов и методов LWD. Данная классификация является дополнительным результатом формирования общей матрицы LWD.

Таблица 1

Метод ГИС	Приборы для проведения LWD-каротажа компаний			
	Schlumberger	Weatherford	Baker Hughes	Halliburton
Литоплотностной каротаж, ННКт, КВ	ADN	AZD/TNP	LithoTrak	ALD+CTN
Боковой каротаж	MicroScope	SineWave	StarTrak	AFR
Индукционный каротаж	ARCVision, ImPuls	MFR	OnTrack	EWR
Индукционный каротаж азимутальный	PeriScope	GuideWave	AziTrak	ADR
Электромагнитный мицроимидж	MicroScope	-	-	AFR
Акустический каротаж широкополосный	SonicScope	CrossWave	SoundTrak	Qbat
Гамма-каротаж	SlimPuls	HAGRT	OnTrack /ZoneTrak G	DGR/ GABI
Селективный гамма-каротаж	-	SpectralWave	-	-

Помимо типа прибора LWD на эффективность проводки скважины влияет расположение приборов в единой связке. С точки зрения геонавигации важным является расположение датчиков LWD относительно долота компоновки низа бурильной колонны (КНБК) – расстояние от датчика каротажного прибора до забоя. Рассмотрим на модельном примере влияние этого расстояния на эффективность геонавигации.

Возможность оперативно вернуться в целевой интервал (пласт) является критически важной характеристикой, и длина ствола в области неколлектора определяет эффективность строительства горизонтальной скважины.

Смоделируем ситуацию выхода КНБК из цевого объекта, соблюдая условия по максимальной пространственной интенсивности искривления скважины, углу атаки входления скважины в пласт и расстоянию от долота до датчика. Зададим возможные углы пересечения кровли пласта со стволом скважины в интервале от 1° до 5° (при большем угле

целесообразность продолжения бурения данного ствола требует дополнительного анализа и часто не эффективна). На объектах компании «Газпром нефть» наиболее распространенная максимально допустимая интенсивность искривления β составляет 1,5° на 10 м, примем это значение за верхнюю границу. Расстояние от долота до датчика LWD (зона непромера) $x = 3\text{--}15$ м.

Допустим, что граница кровли пласта пересекается стволом скважины под углом α . В этом случае пока датчик прибора, по которому идет геонавигация, не окажется вне пласта, информация о пересечении стволом скважины границы пласта не будет зарегистрирована. Считаем, что сигнал с забоя распространяется мгновенно, и информация о такой ситуации интерпретируется специалистами моментально (данные каротажа четко дифференцируются по значениям в пласте и кровле). В таком случае КНБК выйдет из пласта на расстоянии непромера x . С этого момента начинается уменьшение зенитного угла траектории ствола для возвращения в пласт. Оценить длину скважины вне коллектора можно по сумме отрезков $b + c + c + b$. В силу симметричности ситуации и малых углов: $\cos 1^\circ \approx \cos 5^\circ \approx 1$, $b \approx x$, $c = a/\beta$.

В **табл. 2** приведены результаты расчета расстояния c и длины скважины вне пласта.

Таблица 2

α , градус	c , м	Длина скважины вне пласта, м
1	6,7	13,4+2x
5	33,4	66,7+2x

Таким образом, величина непромера существенно влияет на длину скважины, проведенной вне пласта. Так, для непромера $x = 3$ м, и угла пересечения $\alpha = 1^\circ$ длина скважины вне пласта составит 19,4 м, в то время как при $x = 15$ м она увеличивается до 44 м (более чем в 2 раза). Аналогичная ситуация отмечается для худшего сценария при угле пересечения $\alpha = 5^\circ$: соответственно 72,7 и 96,8 м, при этом следует обратить внимание, что разница значений длин скважин вне пласта сокращается.

При угле пересечения $\alpha = 6^\circ$ минимально возможная длина составляет 86 м, $\alpha = 7^\circ - 100$ м, что означает потерю скважиной с длиной горизонтального участка 1000 м около 10 % длины при одном случае выхода из коллектора. Поэтому при пересечении пласта под большими углами рекомендуется перебуривать скважину, срезаясь с текущего ствола в интервале коллектора.

Результаты метода оценки, основанного на геометрии расположения датчиков, толщине

пласта и значениях углов залегания пласта, также можно использовать при определении прогнозной эффективности проводки горизонтальной секции скважины, чтобы избежать завышения планируемых показателей эффективности либо для обоснования более проактивных методов геонавигации для достижения максимальной эффективности.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ МАТРИЦЫ LWD

На ряде месторождений в качестве иллюстрации целесообразности распространения матрицы LWD показано увеличение эффективности бурения горизонтальных скважин при выборе расширенного комплекса LWD. На Сугмутском месторождении в горизон-

тальной скважине, пробуренной на пласт БС₉₋₂, был проведен расширенный комплекс ГИС на трубах после бурения (рис. 2), показавший завышение эффективности проходки при использовании стандартного набора методов ГИС в процессе бурения. В данном случае включение дополнительных методов позволяет уточнить эффективную длину скважины и, возможно, повлияет на траекторию скважины. Отмечается существенное изменение пористости при практически постоянных показаниях ГК, что не дает возможности использовать результаты ГК в данном пласте с целью геонавигации.

Эффективность бурения при применении ограниченного комплекса LWD составила 100 %, расширенного комплекса ГИС на трубах – 46 % при длине горизонтального участка 204 м.

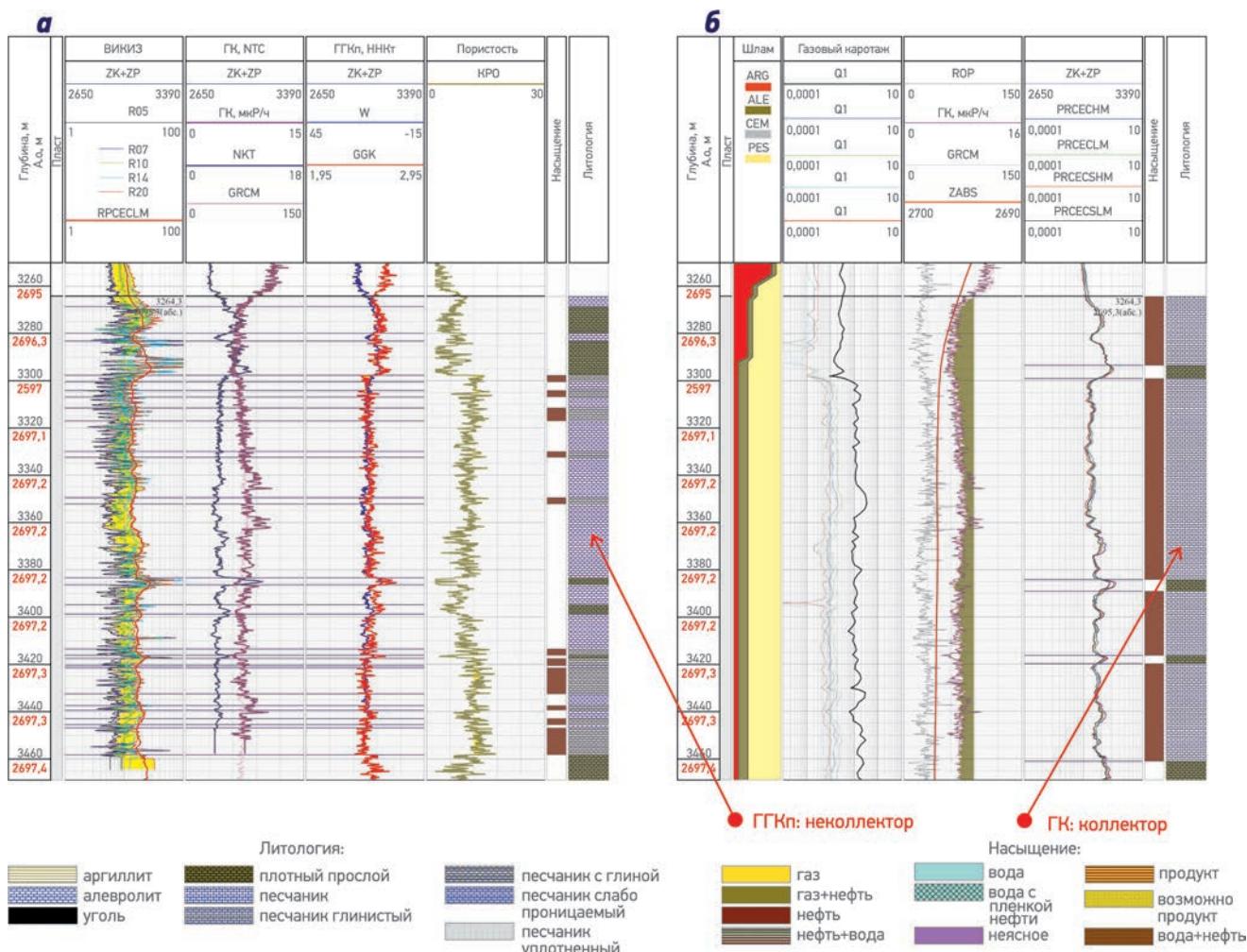


Рис. 2. Оценка эффективности бурения при применении расширенного комплекса ГИС на трубах (a) и стандартного комплекса LWD (6) на примере Сугмутского месторождения (ГГКп – гамма-гамма плотностной каротаж)

Для Мессояхского месторождения (рис. 3) отмечаются области повышенной радиоактивности в зонах коллектора, которые могут повлиять на стратегию проводки скважины. В данном случае рекомендуется использовать расширенный комплекс ГИС в процессе бурения, включая нейтронный и плотностной методы, что позволит подтвердить или опровергнуть наличие коллектора в областях высокой радиоактивности. Эффективность бурения при применении стандартного комплекса ГИС составила 87 %,

расширенного комплекса ГИС – 94 %.

На Царичанском месторождении из-за сложной минералогии и вторичных преобразований пород, слагающих коллектор, проведение стандартного комплекса каротажа не рекомендуется. Сложный минеральный состав при проводке скважины по данным ГК не позволяет точно оценить продуктивный интервал и может привести к ошибочному решению не корректировать траекторию скважины после глубины 4200 м, а бурить горизонтально, в то время как по данным ГГКп

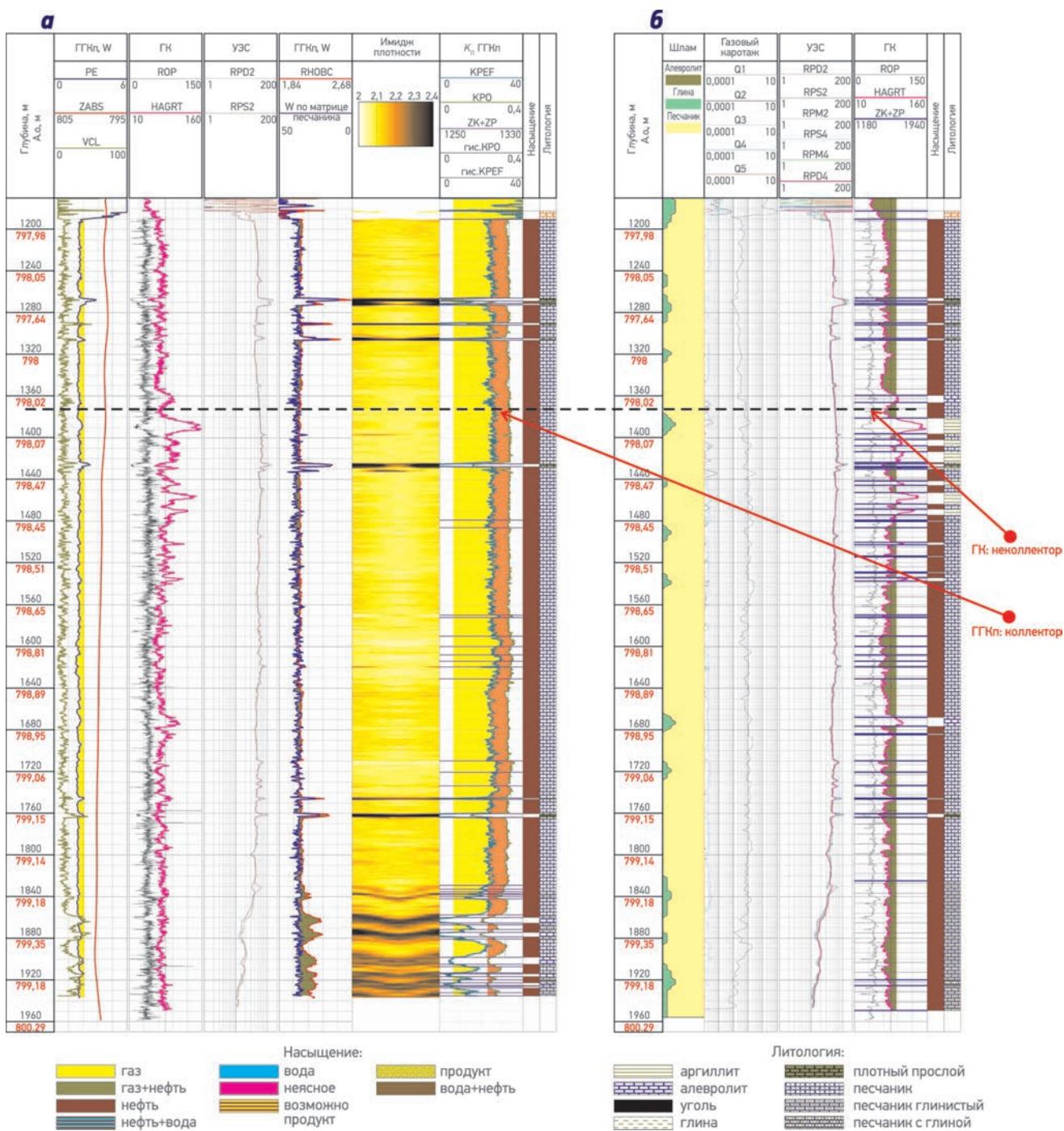


Рис. 3. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов ГИС на примере Мессояхского месторождения

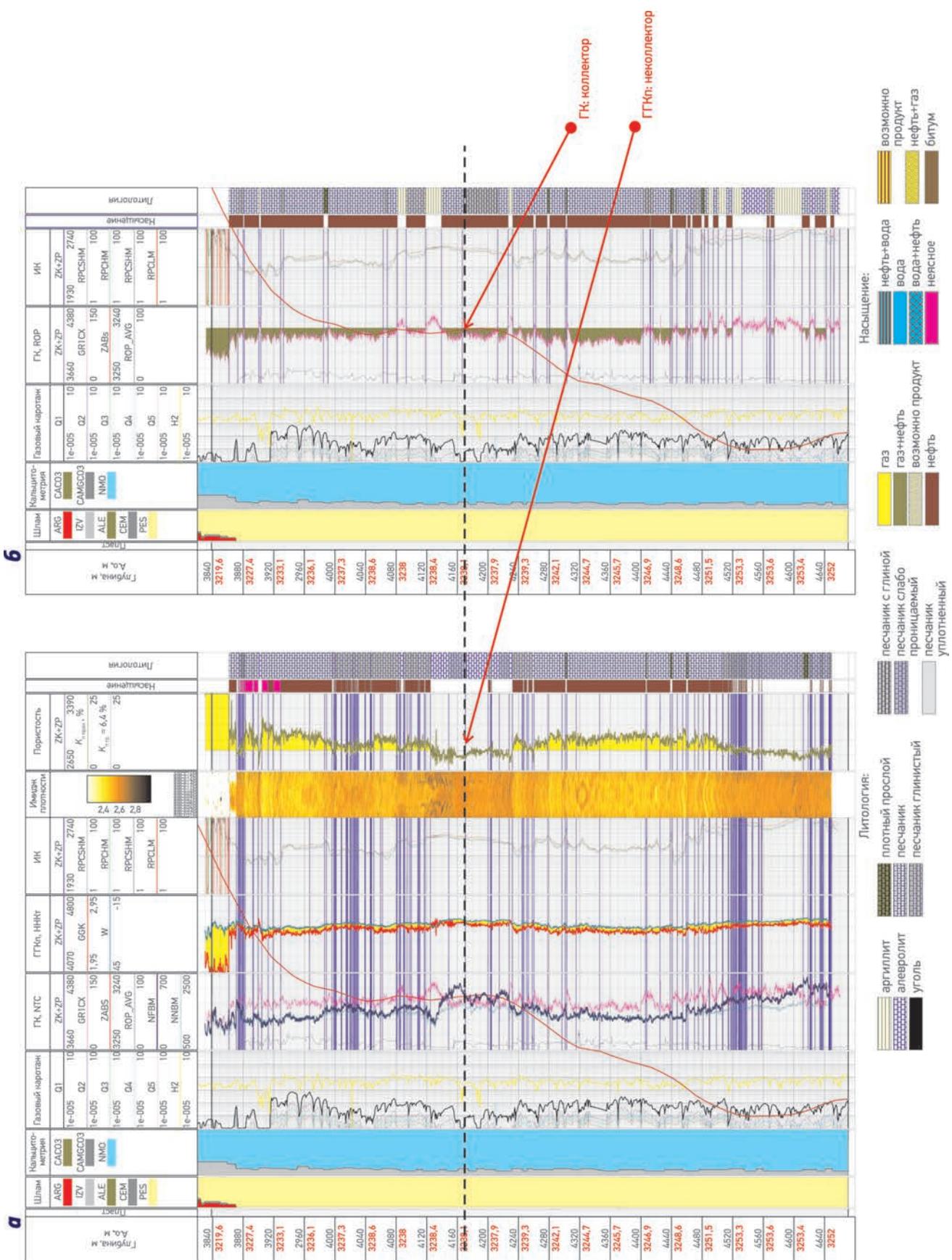


Рис. 4. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов LWD на примере Царичанского месторождения

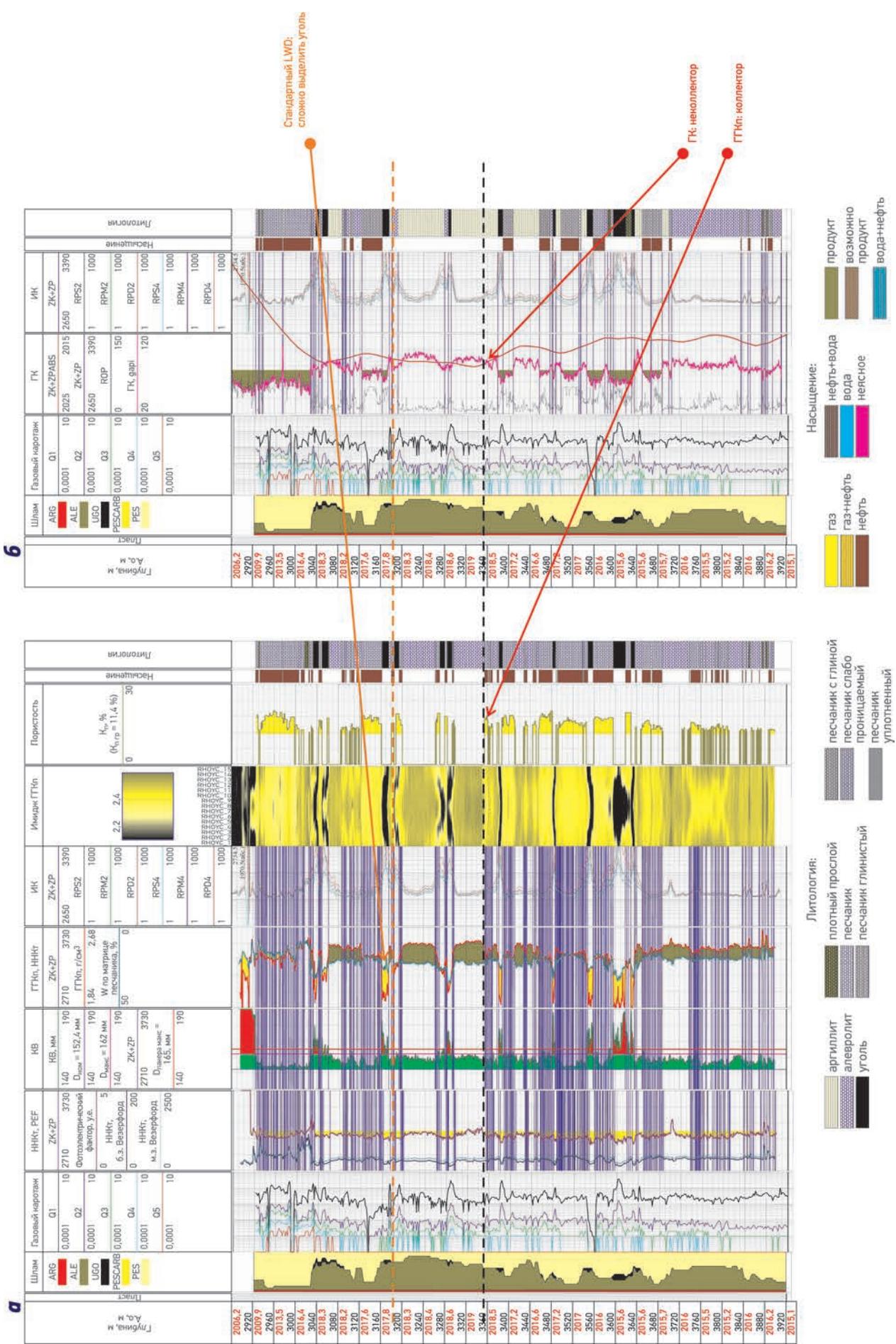


Рис. 5. Оценка эффективности бурения при применении расширенного (а) и стандартного (б) комплексов LWD на примере Новопортовского месторождения

коллектор залегает на других глубинах (рис. 4). В данном случае плотностной каротаж позволил увеличить проходку и достичь прогнозируемого дебита. Эффективность бурения при применении стандартного комплекса LWD составила 77 %, расширенного комплекса LWD – 66 %. В юрских пластах Новопортовского месторождения актуально выделение интервалов углефицированных и высокорадиактивных отложений, которые по данным стандартного каротажа относятся соответственно к коллекторам и неколлекторам. В связи с этим было принято решение использовать расширенный комплекс ГИС для своевременного принятия решений в процессе геонавигации скважин и для оптимальной оценки продуктивных участков (рис. 5). Эффективность бурения при применении стандартного комплекса LWD составила 31 %, расширенного комплекса LWD – 45 %. В скважинах, в которых предполагается проведение гидроразрыва пласта (ГРП), необходимо использовать акустический каверномер либо расчетный индекс кавернозности для корректной интерпретации результатов и выбора оптимальных зон с целью установки элементов оборудования для многостадийного ГРП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемый инструмент – матрица LWD – не является панацеей при определении необходимого комплекса методов и не освобождает от анализа имеющейся геологической информации о свойствах пласта по разрезу и латерали, но позволяет автоматизировать выбор методов LWD, провести их начальную сортировку.

НА ОСНОВЕ ДЕРЕВА РЕШЕНИЯ РАЗРАБОТАН ПОДХОД, ПРЕДСТАВЛЯЮЩИЙ СОБОЙ МАТРИЦУ LWD-КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, КОТОРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ ИНСТРУМЕНТОМ ВЫБОРА МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

При наличии необходимой геологической и петрофизической информации матрица LWD дает возможность учесть существующие в настоящее время методы каротажа в технических заданиях для сервисных компаний и задать перспективные направления разработки новых приборов LWD. При этом необходимо всегда учитывать важность расположения датчиков LWD относительно долота КНБК.

Список литературы

1. Павлов Е., Мазитов М., Moor Н. Каротаж в процессе бурения: применение LWD на примере пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С. 74–77.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
3. <http://www.slb.com/>; <https://www.weatherford.com/>; <http://www.halliburton.com/>; <https://www.bakerhughes.com/>.

Reference

1. Pavlov E., Mazitov M., Moor N. *Logging while drilling: the example of the use of LWD on the YuV1 formation of Urevskoye field* (In Russ.), Neftegazovaya vertikal', 2011, no. 2, pp. 74–77.
2. Dakhnov V.N. *Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin* (Interpretation of the results of geophysical investigations of well sections), Moscow: Nedra Publ, 1982, 448 p.
3. URL: <http://www.slb.com/>; <https://www.weatherford.com/>; <http://www.halliburton.com/>; <https://www.bakerhughes.com/>

УДК 550.832

© Д.Г. Муртазин,
А.В. Пищулева,
А.Р. Губаев, 2018

ПРИМЕНЕНИЕ КЛАСТЕРИЗАЦИИ АМПЛИТУДНЫХ СПЕКТРОВ В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПРОГНОЗИРУЕМОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

APPLICATION OF AMPLITUDE SPECTRA CLUSTERING WITH 3D SEISMIC DATA
UNDER CONDITIONS OF DIFFICULT TO FORECAST GEOLOGICAL SECTION

Д.Г. Муртазин, А.В. Пищулева

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

А.Р. Губаев

ООО «Газпромнефть-Восток»

Электронный адрес: Murtazin.DG@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сейсморазведка 3D, динамическая интерпретация, спектральная декомпозиция, RGB-смешивание, кластеризация амплитудно-частотных спектров, терригенные отложения, литолого-фациальный анализ, прогноз эффективных толщин

D.G. Murtazin, A.V. Pishchuleva

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

A.R. Gubaev

Gazpromneft East LLC, RF, Tomsk

In this article describes the main results of applying amplitude spectra clustering for the quantitative evaluation of the prediction of the effective thickness of J_1^1 layer of Yuzhno-Shinginskoye field. As a result the technique application, it was possible to perform a reasonable quantitative forecast of effective thicknesses and minimize risks in production drilling.

Keywords: 3D seismic, dynamic interpretation, spectral decomposition, amplitude spectra clustering, clastic sediments, lithofacies analysis, effective thickness prediction

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-28-32

ВВЕДЕНИЕ

Одним из факторов, обусловливающих успешное разбуривание месторождения, является точный прогноз его литолого-фациального строения. В настоящее время основной метод фациального прогноза строения межскважинного пространства – интерпретация данных сейсморазведки. Точность прогноза минимизирует риски при бурении и способствует эффективной разработке месторождения. Однако малая толщина исследуемых интервалов и значительная латеральная изменчивость создают определенные сложности при прогнозе, в связи с чем возникает необходимость применения современных методик анализа

сейсмической записи. Один из современных подходов в рамках динамической интерпретации данных сейсморазведки – спектральная декомпозиция. Различные алгоритмы спектрального разложения [1, 2], а также методы анализа результатов декомпозиции [1, 3] позволяют прогнозировать фациальное строение отложений в условиях сильной латеральной изменчивости и малых эффективных толщин. Одной из методик, успешно применяемых на ряде месторождений, является кластеризация амплитудных спектров [4]. В статье рассмотрены основные результаты применения данной методики при количественном прогнозе эффективных толщин пласта Ю_1^1 Южно-Шингинского месторождения.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

На изучаемой территории продуктивными являются отложения объекта Ю₁ васюганской свиты верхнего отдела юрской системы. Интервал объекта Ю₁ представлен переслаиванием терригенных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^M, Ю₁³, Ю₁⁴ и углисто-глинистыми перемычками между ними.

Южно-Шингинское месторождение, находящееся в Томской области, приурочено к локальному поднятию в юго-западной части Шингинской мезоседловины, ограниченной отрицательными структурами – Нюрольской мегавпадиной и Самлатским мезопрогибом – с юго-запада и северо-востока и положительными структурами – Средневасюганским и Пудинским мегавалами – с северо-запада и юго-востока (**рис. 1**).

Породы-коллекторы представлены песчаниками средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми, алевритистыми и алевритовыми с глинистым цементом, а также алевролитами мелко-крупнозернистыми, песчаными с глинистым цементом. Для пласта Ю_1^1 характерно наличие прослоев песчаников с карбонатным цементом (песчано-карбонатные линзы) толщиной до 1.5–2 м.

Пласти, приуроченные к верхней части вансюганской свиты, формировались в результате трансгрессивно-ретрессивного цикла осадконакопления. Циклические изменения уровня моря в течение вансюганского времени приводили к периодическому обмелению и заболачиванию прибрежной области лагуны. Особенности вертикальных последовательностей выделенных слоев позволяют сделать вывод, что их формирование связано с этапами выдвижения и миграции дельтовых лопастей в изменчивой, но преимущественно низкодинамичной мелководной акватории (лагуне) [5]. Результаты исследования образцов керна пласта Ю₁¹ показали, что он состоит из последовательно сменяющих друг друга песчаных слоев, число которых изменяется от 2 до 6. Можно выделить как минимум два этапа выдвижения дельты, связанных со спецификой функционирования ее седиментационной системы (рис. 2), которая определяется выдвижением и миграцией дельтовых проток при формировании энергетически выгодных путей стока. Это и приводит к появлению в разрезе пласта Ю₁¹ сменяющих друг друга песчаных слоев [6, 7].

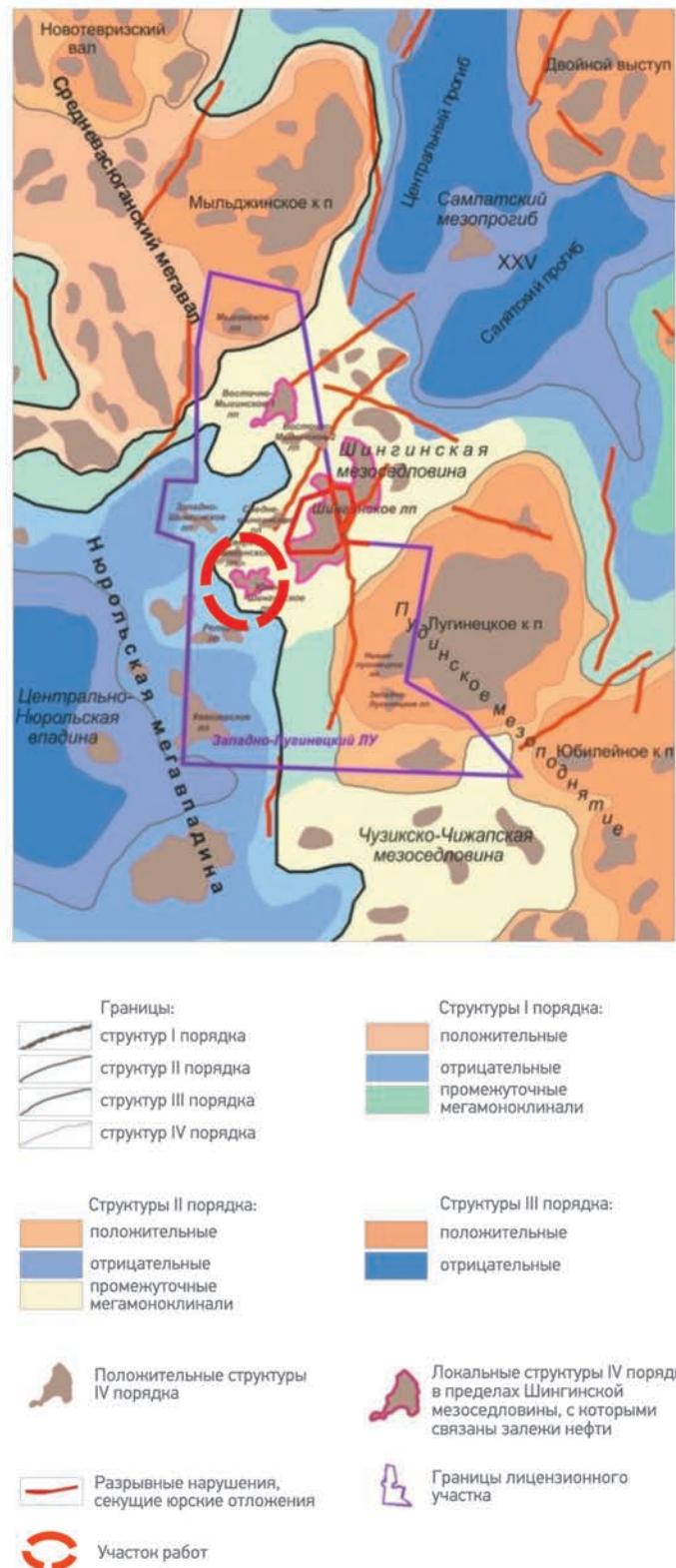


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области (под редакцией А.Э. Конторовича)

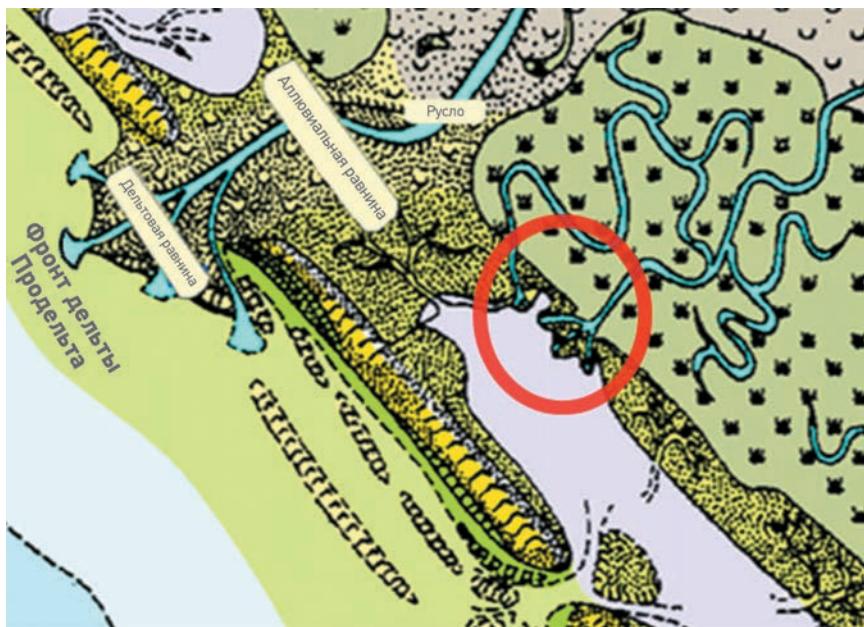


Рис. 2. Схема седиментационной системы дельты изолированного побережья

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Несмотря на то, что площадь исследуемого района достаточно хорошо изучена сейсморазведочными работами 3D, отсутствует достоверный количественный прогноз распространения эффективных толщин пласта, что осложняет программу бурения и успешное размещение проектного фонда скважин. Проведенный анализ динамических и кинематических параметров сейсмической записи выявил невозможность обоснованного прогноза эффективных толщин по данным сейсморазведки с использованием стандартных методик. Изучение сходимости сейсмических атрибутов, результатов классификации формы записи, а также результатов инверсии с эффективными толщиными пласта Ю_1^1 показало низкие коэффициенты корреляции (от 0 до 0,5). Сложность прогноза геологического разреза с применением стандартных методик подтверждают данные анализа упругих параметров, полученных по результатам геофизических исследований скважин. Анализ акустического импеданса по ряду скважин месторождения показал практически полное перекрытие литотипов коллектор/неколлектор и невозможность их разделения. Чтобы найти выход из сложившейся ситуации, была предпринята попытка установить зависимости между отдельными частотными

компонентами и эффективными толщинами пласта Ю_1^1 . Однако ни одна из частотных характеристик, полученных методом CWT, не дает уверенно-го прогноза эффективных толщин (см. таблицу).

С учетом всех вышеперечисленных сейсмогеологических факторов данный пласт можно охарактеризовать, как сложнопрогнозируемый по данным сейсморазведки. Именно по этой причине актуальна проверка методики кластеризации амплитудных спектров. Теоретические основы и схемы получения результатов кластеризации амплитудных спектров представлены в работе [4], поэтому в данной статье не рассматриваются. Исходя из толщины пласта было взято окно 15 мс от отражающего горизонта, являющегося кровлей пласта Ю_1^1 . При исследовании применялся алгоритм спектрального разложения CWT. Результат кластеризации амплитудных спектров приведен на рис. 3. Анализ центров классов показал, что зоны увеличенных толщин пласта Ю_1^1 характеризуются смещением максимума спектральной кри-вой в сторону низких частот, зоны пониженных толщин – преобладанием высоких ча-стот в спектре. Сопоставление результатов кластеризации и значений эффективных толщин в скважинах показало устойчивую связь и высокий коэффициент корреляции $R = 0,79$ (см. рис. 3). С учетом того, что в ана-лизе участвовали 62 скважины, данный коэффициент корреляции свидетельствует о возможности корректного прогнозирования строения разреза.

Частота, Гц	Коэффициент корреляции	Частота, Гц	Коэффициент корреляции
12	0,2557	30	0,0272
14	0,3713	32	0,0445
18	0,2709	34	0,1374
20	0,0002	36	0,2718
22	0,3146	38	0,3875
24	0,4144	40	0,3463
26	0,3485	42	0,0258
28	0,1563	46	0,3978
		50	0,2953

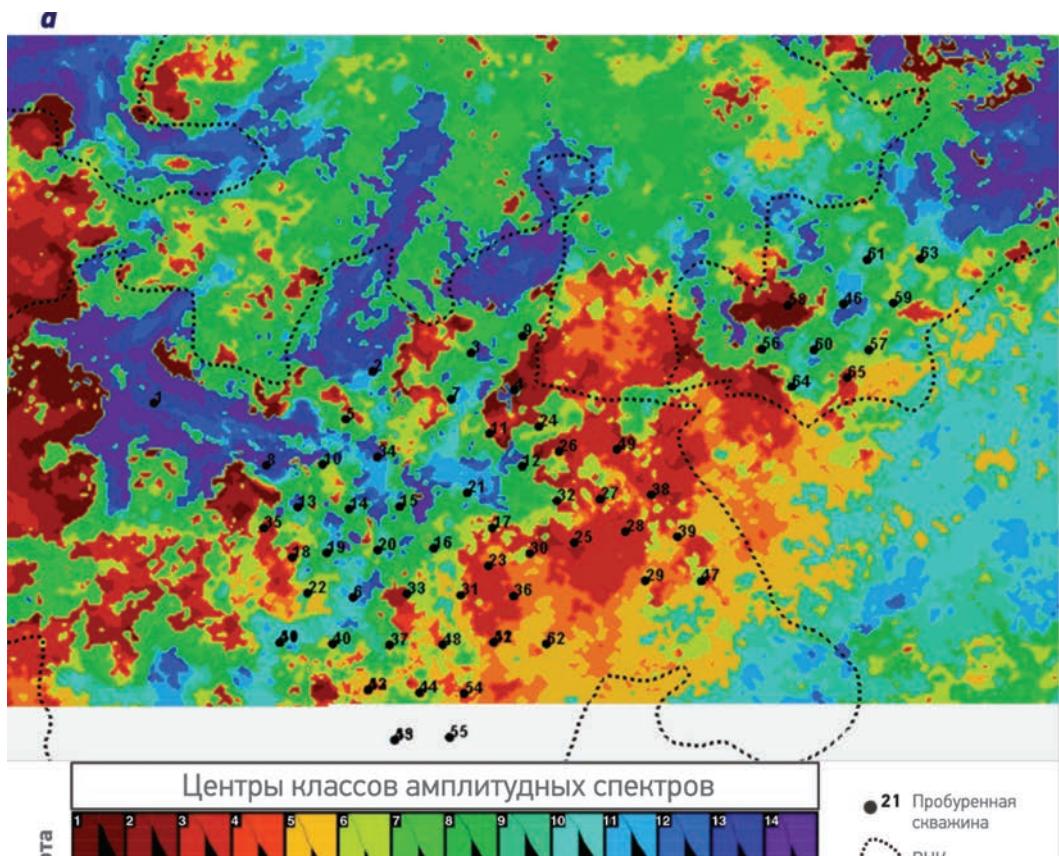


Рис. 3. Результаты кластеризации амплитудных спектров (а) и кроссплот эффективных толщин (б)

Были рассчитаны также статистические показатели ошибки в определении эффективных толщин. Средняя ошибка валидации при исключении из решения одной скважины составила 3 м, средняя квадратическая ошибка – 3,89 м, максимальная – 5 м. С учетом изменения толщин от 1 до 22 м данные ошибки являются приемлемыми. Оценена

устойчивость прогноза при удалении из решения случайного числа скважин. Был проведен расчет 1000 различных комбинаций «выкалывания» скважин и статистических параметров (рис. 4). Даже при исключении из решения большого числа скважин коэффициент корреляции в среднем уменьшается на 0,15. Средняя квадратическая ошибка

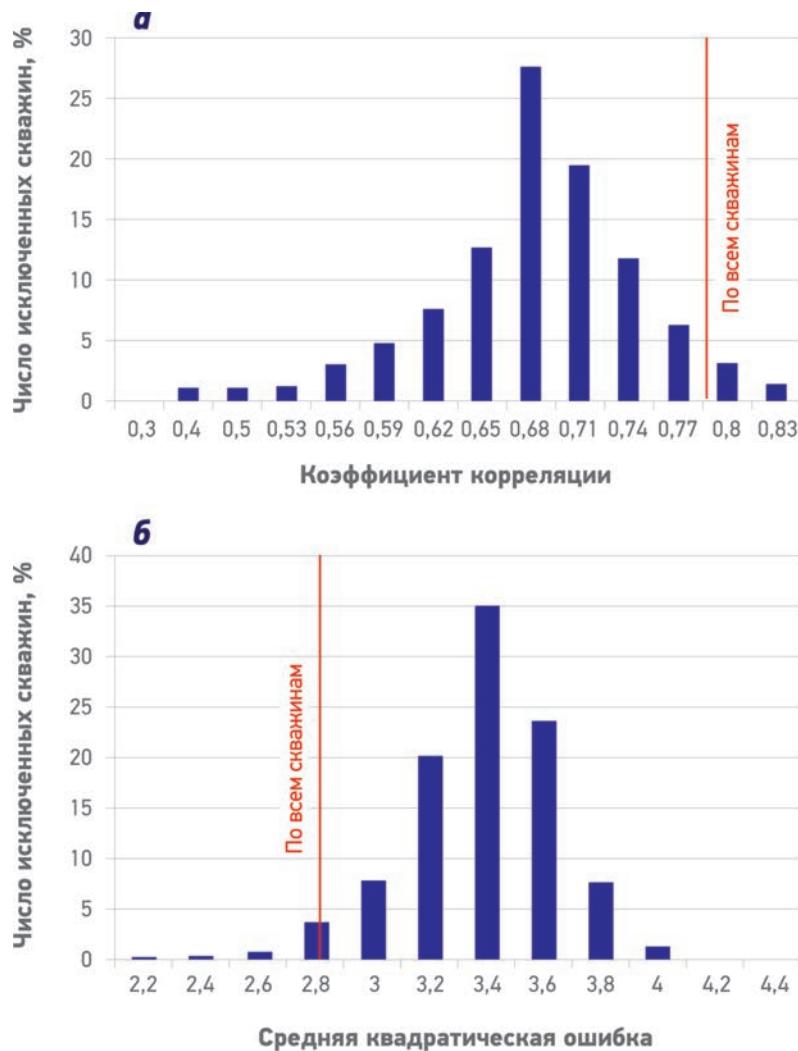


Рис. 4. Изменение коэффициента корреляции (а) и средней квадратической ошибки (б) в зависимости от числа исключенных скважин

увеличивается всего на 0,7 м. Следовательно, прогноз с использованием данной методики для пласта Ю₁¹ можно считать устойчивым.

ВЫВОДЫ

1. Для пласта Ю₁¹ Южно-Шингинского месторождения стандартные методики динамического анализа сейсмической записи не дают возможности прогнозировать эффективные толщины.
2. Методика кластеризации амплитудных спектров позволяет выполнить основанный количественный прогноз эффективных толщин. Проведенный статистический анализ показал высокую устойчивость прогноза по предложенной методике.



Список литературы

1. Partyka G.A., Gridley J.M. Interpretational Aspects of Spectral Decomposition // Abstract, Istanbul '97 International Geophysical Conference and Exposition, July 7-10, 1997.
2. Sinha S., Castagna J. Spectral decomposition of seismic data with continuous wavelet transform: Published by the SEG in: extended abstracts of the 2001 exposition and seventy first annual meeting of the society of exploration geophysicists, San Antonio, 2001
3. Буторин А.В. Изучение геологических объектов Ачи-мовской свиты при помощи спектральной декомпозиции волнового поля // Геофизика. – 2016. – № 2. – С. 10–18.
4. Муртазин Д.Г., Сирахьев А.А. Кластеринг амплитудно-частотных спектров – новый подход в решении сложных геолого-геофизических задач // Геофизика. – 2017. – № 2. – С. 37–45.
5. Уолкер Р., Джеймс Н. Фациальные модели/ пер. с англ. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 902 с.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
7. Обстановки осадконакопления и фации/Х.Г. Рединг, Дж.Д. Коллинсон, Ф.А. Аллен [и др.]. – М.: Мир, 1990. – 352 с.

Reference

1. Partyka G.A., Gridley J.M., *Interpretational aspects of spectral decomposition*, Proceedings of International Geophysical Conference and Exposition, Istanbul '97, July 7-10, 1997.
2. Sinha S., Castagna J., *Spectral decomposition of seismic data with continuous wavelet transform*: Published by the SEG in: extended abstracts of the 2001 exposition and seventy first annual meeting of the society of exploration geophysicists, San Antonio, 2001.
3. Butorin A.V., *The study of geological objects Achimov formation using a spectral decomposition* (In Russ.), Geofizika, 2016, no. 2, pp. 10–18.
4. Murtazin D.G., Sirazhev A.A., *Clustering of local amplitude spectra - a new approach in solving complex geological and geophysical problems* (In Russ.), Geofizika, 2017, no. 2, pp. 37–45.
5. Walker R.G., James N.P., *Facies models: response to sea level change*, Geo-logical Association of Canada, 1992, 409 p.
6. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
7. Reading H.G., *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*, Blackwell Publishing Limited, Second edition, 1986.

ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА Ю₁ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

УДК 551.7.022

© Коллектив
авторов, 2018

STUDY OF THE FORMATION CONDITIONS OF THE RESERVOIR J₁ TO MINIMIZE THE RISKS
OF HIGH-TECH DRILLING WELLS ON THE EXAMPLE OF ONE OF THE DEPOSITS
OF JSC SLAVNEFT-MEGIONNEFTEGAS

М.А. Кузнецов, Д.А. Прунов
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»),
Р.Н. Асмандияров, О.Е. Курманов, В.Г. Мирошкин, А.А. Дудзинская,
Л.А. Гурьевских, А.А. Шпиндлер, А.В. Рошин, М.А. Слепухин
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Guryevskikh.LA@gazpromneft-ntc.ru
Shpindler.AA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, сейсмофациальный анализ, горизонтальная скважина

М.А. Kuznetsov, D.A. Prunov (JSC Slavneft-Megionneftegaz, RF, Megion)
R.N. Asmandiyarov, O.E. Kurmanov, V.G. Miroshkin, A.A. Dudzinskaya, L.A. Guryevskikh,
A.A. Shpindler, A.V. Roshchin, M.A. Slepukhin (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

The main factor for production wells successful placement is an accurate forecast of the geological characteristics of productive formations. Geological modelling on the basis of seismic data provides an actual areal distribution of the formation poroperm properties. Restoration of sedimentation environments, ablation and accumulation of precipitation features create a representation of the distribution of reservoir properties over the area. Dynamic parameters of the seismic wavefield are determined by the acoustic properties of rocks, thus dynamic parameters study provides presentation about the geology of objects. To analyze the variation of amplitude parameters over the laterals, a complex approach including detailed analysis of borehole and seismic data was applied. Fair presentation of prospective objects geological structure was the highlight for successful placement of horizontal wells in this field.

Keywords: seismic exploration, attribute analysis, facies analysis, horizontal well

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-33-37

ВВЕДЕНИЕ

Основным фактором успешного заложения до- бывающих скважин является точный прогноз геологических характеристик продуктивных объектов. В настоящее время при бурении новых скважин довольно часто существующие геологические модели не подтверждаются, что влияет на показатели разработки залежей нефти и газа. Выявление локальных неоднородностей и детализация залежи в процессе бурения обусловили необходимость доизучения геологии продуктивного объекта. Построение геологических моделей с использованием сейсмических данных позволило получить достоверное распределение по площади фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта.

ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО ОБЪЕКТА

Территориально участок работ расположен в Сургутском и частично Нижневартовском районах ХМАО Тюменской области. Пласт Ю₁ стратиграфически приурочен к верхнеюрским отложениям васюганской свиты (верхний бат-келловей - оксфорд). Отложения представлены песчано-глинисто-алевритовыми породами с тонкими прослойями угля. Остатки микрофауны в этих отложениях свидетельствуют о мелководно-морских условиях осадконакопления. Залежи пластовые, сводовые и литологически экранированные. Верхняя подсвита васюганской свиты включает пласти Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹, разделенные между собой пачками аргиллитов.

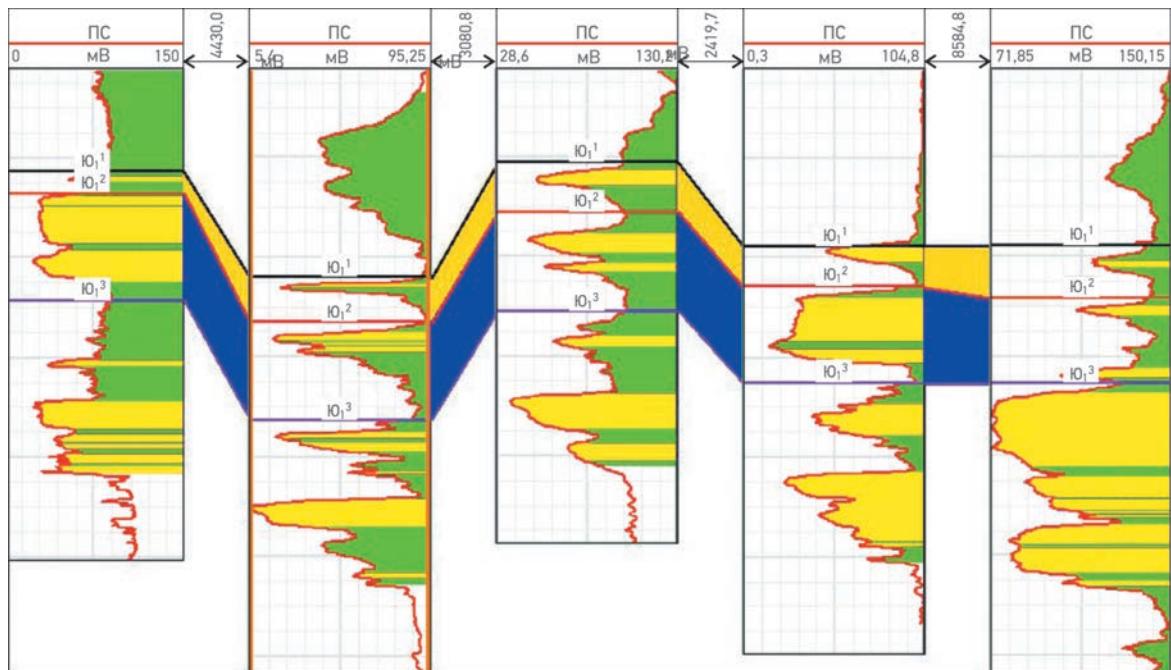


Рис. 1. Схема корреляции пласта YO_1 (ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации)

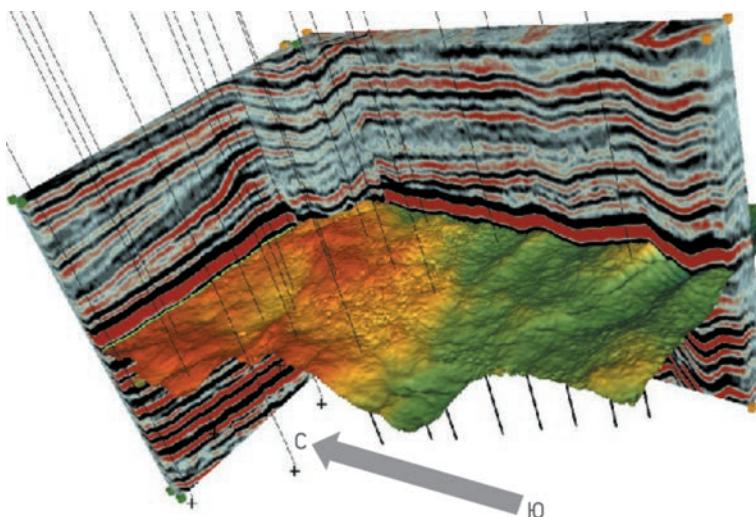


Рис. 2. Временная поверхность по отражающему горизонту (ОГ) YO_1 и сечение сейсмического куба

Пласти характеризуются изменчивой толщиной в пределах установленных границ залежи. Нестабильность осадконакопления в условиях мелководья обусловила образование отдельных песчаных линз, не выдержаных по площади. Общая толщина пластов в пределах площади изменяется от 53 до 70 м. Эффективные толщины пластов YO_1^1 и YO_1^2 составляют от 2 до 18 м, распространение залежей в плане повторяется, за исключением некоторых участков северной части. Толщина пласта YO_1^2 достигает 18 м, что значительно больше толщины верхнего прослоя: YO_1^1 , равной 1–8 м (рис. 1). В разработке находится залежь прослоя YO_1^2 . Залежи располагаются в северной части площади в пределах структурного поднятия. Карта времен и срез временного сейсмического куба приведены на рис. 2.

Восстановление обстановок осадконакопления, особенностей сноса и аккумуляции осадков позволило создать представление о распределении ФЕС пласта по площади. На сейсмическом разрезе ОГ YO_1 стратиграфически соответствует кровле верхнего пласта YO_1^1 . Проследить отдельно отражение, соответствующее кровле пласта YO_1^2 , невозможно, так как геологические объекты толщиной порядка 10 м не создают в волновом поле отдельные сейсмические границы. Отражение, видимое на разрезе, является результатом интерференции волн от двух пластов. Таким образом, можно считать, что значения эффективных толщин этих пластов находятся в пределах разрешающей способности сейсморазведки [1]. Прогнозировать геологические свойства таких объектов можно только как суммарные данные двух пластов или пласта, толщина которого преобладает в данной части залежи. В статье описано прогнозирование пласта YO_1^2 , который разрабатывается на данном месторождении.

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА YO_1

Для построения модели пласта была привлечена информация по 3D сейсмическому кубу данных, полученных в 2006 г. и переработанных в 2017 г. с использованием новых программных продуктов. Задача, поставленная перед группой обработки, заключалась в достижении оптимальной детализации волновой картины в интервале разреза юрских отложений. Сохранение динамического диапазона сейсмической записи, не-

обходимого для проведения анализа атрибутов, также являлось критерием для оценки качества обработки. В результате качество полученного куба позволило выполнить намеченные задачи. На сейсмическом разрезе после переобработки динамика отражений имеет различную интенсивность. Динамические параметры волнового поля определяются акустическими свойствами пород, следовательно, исследования динамики дают представление о геологии объектов. При изучении изменчивости амплитудных параметров по латерали применялся комплексный подход, включающий детальный анализ скважинных данных. При этом была использована методика В.С. Муромцева [2], которая позволила по форме кривых ПС определить различия в условиях формирования пластов (рис. 3). Для создания единой геологической модели необходимо было установить общие закономерности в условиях осадконакопления по результатам сейморазведки и скважинным данным. На основе их комплексного анализа выделены этапы формирования залежи, зоны различного генезиса, а также локальные объекты в пределах перспективных тел. Обозначен протяженный канал временного водотока субширотного профиля,

наиболее перспективный для локализации скопления углеводородов. Изучение сейсмических данных включало расчет карт динамических параметров в интервале ОГ, карт изохор, карт сейсмофаций и других атрибутов сейсмического волнового поля. На первом этапе динамического анализа была предпринята попытка по зависимости от одного сейсмического атрибута описать изменение свойств по всей площади работ. Следующим шагом стали описание стадий формирования залежи и попытка объяснить, с чем связана невозможность прогноза на основе одной из карт динамических параметров. На картах сейсмических атрибутов было отмечено распределение зональности по площади. На карте сейсмофаций локализация зон более явная, наблюдается тенденция разделения площади в субмеридиональном направлении. Фациальные зоны имеют различные геологические свойства. Зоны на карте сейсмофаций были соотнесены с геологической принадлежностью, появились фации проксимальной, дистальной и осевой частей бара. Баровое тело, сформированное в определенный момент времени, в дальнейшем подверглось переработке, а также было частично переотложено под воздействием волновых течений. Фации

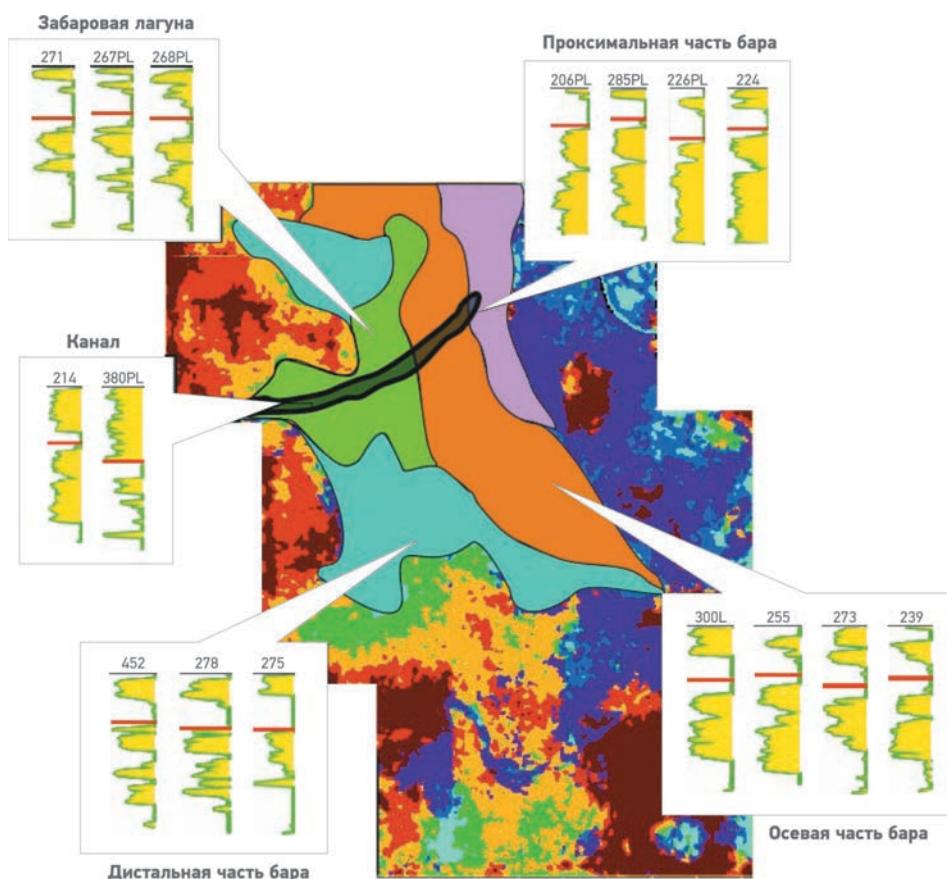


Рис. 3. Карта сейсмофаций с выделением фациальных зон по пласту Й1

меняются в западном направлении от проксимальной до осевой и дистальной частей бара. В западной части присутствуют лишь дистальные части бара, для которых характерно уменьшение толщин и ухудшение ФЕС пласта. Подобная зональность наблюдается на слайсах по времени ± 10 мс относительно ОГ Ю₁. Из их рассмотрения следует, что формирование залежи происходило в несколько этапов. Слайсы были получены путем нарезки сейсмического куба вдоль ОГ Ю₁ с постоянным шагом 2 мс во временном окне ± 14 мс. На них отражается распределение амплитуд на определенный момент времени. Выше и ниже ОГ видна смещающаяся зональность, которая интерпретируется авторами как наличие слоев – линз пласта Ю₁². В дальнейшем эта зональность сохраняется, и бассейн последовательно заполняется осадками. На слайсе 10 мс отображается накопление осадков в западной части залежи, граница которой дугой спускается в южном направлении. На более позднем этапе формируется северо-восточная часть залежи, вытянутая в субмеридиональном направлении. По мнению авторов, смещение береговой линии способствует образованию такой зональности и является определяющим фактором в процессе формирования коллекторских свойств залежи. На основе данной зональности разделения залежи на этапы был применен пересчет карт атрибутов – амплитуд по слайсам – в карты эффективных толщин. По слайсу ниже ОГ Ю₁ была построена карта западной части залежи, по слайсу выше ОГ – карта восточной части, в итоговом варианте получена объединенная карта толщин всего района работ. Коэффициент корреляции в данном случае между атрибутом и эффективными толщины достаточно высок и составляет примерно 0,7. Хорошая корреляция между сейсмическими и геологическими данными позволила построить карты эффектив-

ных толщин в пределах всей площади. С помощью подхода, основанного на восстановлении хронологии формирования залежи, было описано изменение геологических особенностей пласта. Расчет ФЕС пласта на отдельных этапах образования залежи дал возможность получить общую картину их распределения в пределах всей залежи.

Для понимания истории формирования залежей необходимо также изучение карт изохор между сейсмическими поверхностями, которые дают представление о латеральных неоднородностях и изменении конфигурации объектов в плане. На картах изохор выделяются зоны уменьшенных или увеличенных временных толщин, которые могут соответствовать изменениям общих или эффективных толщин пласта. Так, в восточной части площади выделяется зона уменьшенных значений толщин между ОГ Б и Ю₁, которая соответствует увеличенным толщинам пласта. В процессе анализа карт параметров было сделано предположение о наличии в области аномальных значений временных толщин канала, проходящего через залежь в направлении с востока на запад. Для более детального изучения области канала были рассчитаны карты сейсмофаций (см. рис. 3), основанные на анализе изменения формы сейсмических трасс по площади. Близкие по форме трассы группируются в классы, переход от одного класса к другому фиксируется как возможное изменение геологических характеристик объекта. На карте сейсмофаций в интервале ОГ Ю₁ также выявлена аномальная зона, вытянутая в том же направлении, что и на карте изохор. Предполагая, что влияние геологических факторов, таких как изменение литологии и толщины пласта, на форму сейсмополосы является определяющим, можно говорить о фациальной изменчивости строения залежи по площади и распределении классов сейсмических фаций. На карте толщин (рис. 4, а) отчет-

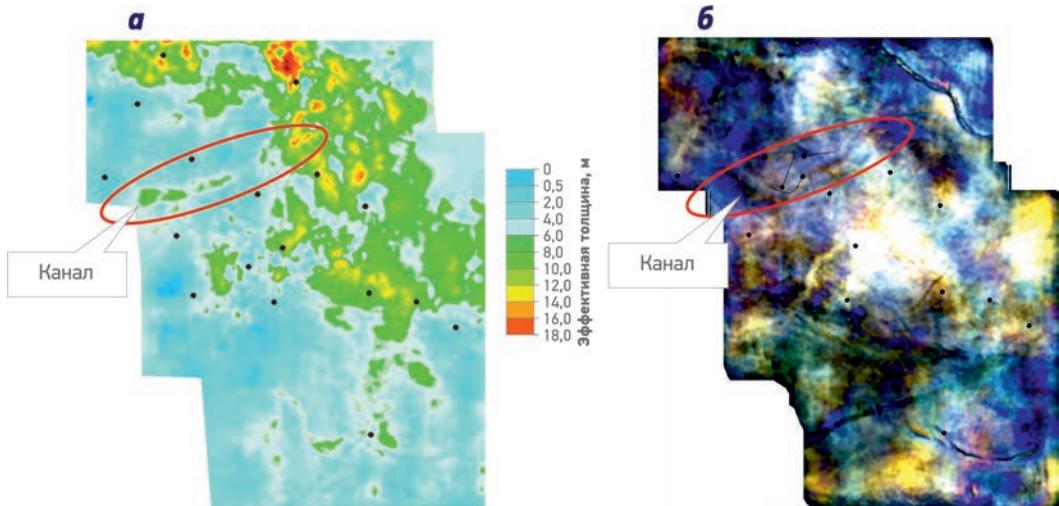


Рис. 4. Карта эффективных толщин пласта Ю₁ (а) и декомпозиция временного поля в интервале ОГ Ю₁ (б)

ливо виден канал (узкая зона, расположенная в центральной части площади), протянувшийся с северо-востока на юго-запад. Направление канала также просматривается на карте RGB спектральной декомпозиции (**рис. 4, б**).

Теоретические предпосылки наличия канала описаны во многих литературных источниках, например в работе [3]. Могли существовать представленные барьерными островами побережья, где преобладал волновой режим, формирующий приливные каналы.

Отсутствие проходов, по которым могли бы продвигаться направленные в сторону суши волны, приводило к затоплению и прорыву барьера во время шторма. При этом возникали структуры, называемые намывными каналами и приливными протоками. Каналы обычно заполнены крупным песчаником (толщина отложений составляет около 1 м), перекрытым крупно- и среднезернистыми песками (толщиной до 14 м), размерность зерен которых уменьшается вверх по разрезу до мелкозернистых песков, образовавшихся по краю залива. Канал существует в течение ограниченного периода, может мигрировать вдоль берега или оставаться на месте в зависимости от волновой динамики. Предположительно, канал такого генезиса в результате выполненной работы был открыт на рассматриваемом месторождении. По сейсмическим данным успешно выделены основные элементы залежи и определены перспективные объекты разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выделения нового геологического объекта и уточнения распределения ФЕС основного объекта разработки пласта Ю₁ принято решение об изменении стратегии бурения на участке распространения канала, заключающееся в изменении системы разработки на избирательную и создании новой системы поддержания пластового давления (ППД) с учетом распределения коллекторских свойств пласта.

Учитывая локальное распространение геологического тела в форме узкого канала протяженностью примерно 7 км и шириной от 400 до 600 м, было решено разместить горизонтальные скважины поперек канала с расстоянием между ними 500 м. Для исключения преждевременных прорывов воды из системы ППД организовано равномерное прикальвное размещение нагнетательных скважин с учетом сетки скважин на основном участке. Нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами в канале, существенно больше, чем на основной площади бурения.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА, ОСНОВАННОГО НА ОПИСАНИИ ХРОНОЛОГИИ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЪЕКТА, ПОКАЗАЛО ЕГО ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ДАННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В связи с этим было принято решение о переходе на бурение одноствольных горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта вместо традиционных на данном месторождении многозабойных скважин. Эффект, полученный от применения нового подхода, доказал правильность принятых решений. План по добыче нефти на данном участке был перевыполнен на 77 %.

Комплексный подход к изучению залежи позволил сформировать представление о ее строении и распространении ФЕС по площади. Применение подхода, основанного на описании хронологии формирования объекта, показало его высокую эффективность при количественной оценке геологических параметров на данном месторождении. Объективное представление о геологическом строении перспективных объектов стало основной успешного заложения горизонтальных скважин на данном месторождении.

Список литературы

1. Сейсмическая стратиграфия/ П.Р. Вейл, А.П. Грегори, Р.М. Митчем мл., Р. Шерифф / под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982. – 375 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984 – 258 с.
3. Барабошин Е.О. Практическая седиментология (терригенные коллектора).-Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 154 с.

Reference

1. Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration: edited by Payton Ch.E., Publ. of American Association of Petroleum Geologists, 1977.
2. Muromtsev V.S., Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas). Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
3. Baraboshkin E.O., Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennye kollektora) (Practical sedimentology (terrigenous reservoir)), Tomsk: Publ. of TPU, 2007, 154 p.

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫХ ЗОН В ТЕРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА КЕРНА И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

PRACTICAL ASPECTS OF MODELING OF TRANSITION ZONES IN CLASTIC RESERVOIRS
OF WEST SIBERIA ACCORDING TO THE CORE AND WELL LOGGING

Е.О. Беляков

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

Электронный адрес: belyakov.eo@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: переходная зона, смачиваемость, нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность, капиллярные кривые, гидрофобный коллектор

Е.О. Belyakov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Estimation of oil saturation transition zones is an important task when building a geological and hydrodynamic models of deposits. The main purpose of this article is to systematize the practical aspects of modeling of transition zones with respect to the significant determining factors which helps to adapt the resulting model to a specific oil reservoir.

Keywords: transition zone, wettability, oil saturation, residual water saturation, capillary curves, hydrophobic reservoir

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-38-43

ВВЕДЕНИЕ

Основные алгоритмы оценки нефтенасыщенности переходных зон по данным анализа керна и геофизических исследований скважин (ГИС) рассмотрены в работах [1–12], однако большинство типовых подходов не всегда учитывают петрофизические особенности конкретных отложений, что может привести к существенной неопределенности получаемых результатов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН

В общем случае можно выделить следующие этапы построения моделей переходных зон:

- выбор математического описания капиллярной модели;
- подбор коэффициентов модели на основе керновых данных или результатов интерпретации ГИС;
- оценка пересчетного коэффициента для перехода от давления к глубине;
- определение положения зеркала чистой воды (ЗЧВ) для гидродинамически связанных коллекторов геологической модели;

– адаптация моделей к результатам оценки водонасыщенности по данным анализа керна, ГИС или результатам гидродинамических исследований и опробования интервалов продуктивных пластов.
На практике чаще всего используется относительно небольшое число математических закономерностей, позволяющих описать капиллярную модель. Обычно в качестве входных параметров используются значения текущей водонасыщенности K_w , капиллярного давления p_k или расстояние от ЗЧВ ΔH , а также величины абсолютной газопроницаемости K_{np} , открытой пористости K_p или отношения K_{np}/K_p или остаточной водонасыщенности K_{wo} . Вместе с тем выбор той или иной модели часто обусловлен не объективными факторами, а основывается на предпочтениях и опыте конкретного специалиста. При этом настройка модели осуществляется путем подбора соответствующих констант математических выражений (или их зависимостей от других определяющих факторов) на основании керновых данных или результатов интер-

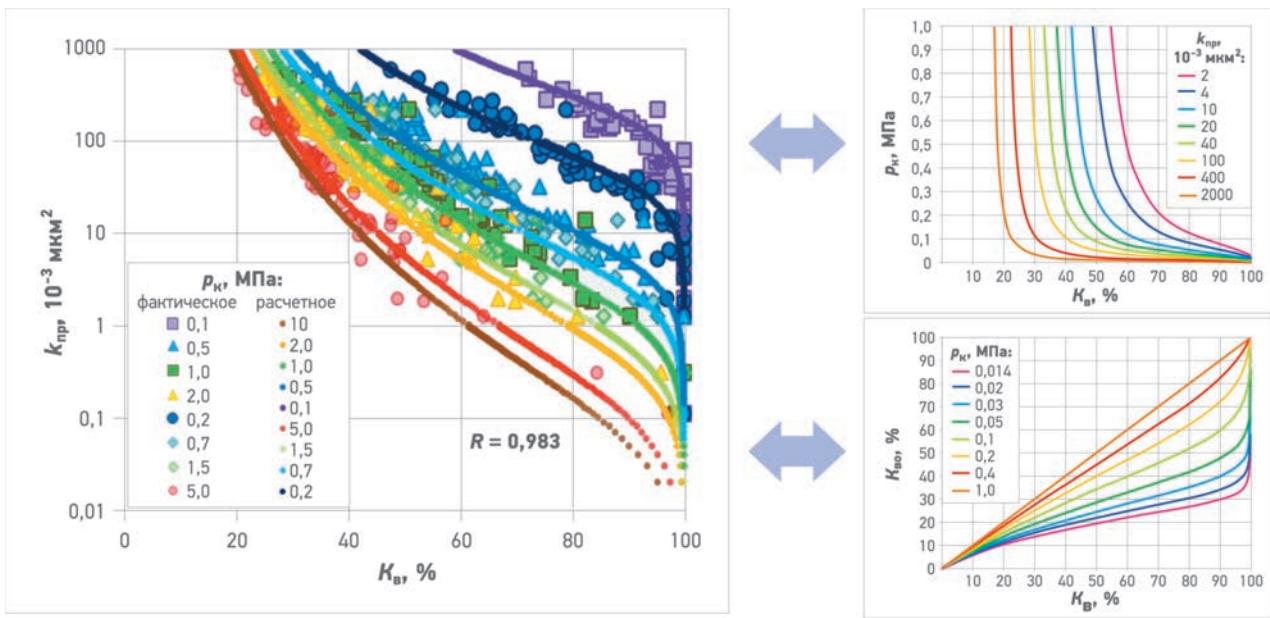


Рис. 1. Варианты графического представления обобщенной модели фильтрационно-емкостных свойств (Е.О. Беляков и др., 2014)

претации ГИС. Графическое представление капиллярной модели, которая настраивается на результаты капиллярометрии образцов керна, целесообразно выполнять в поле координат $K_b - K_{\text{пр}}$ (или $K_{\text{пр}}/K_{\text{п}}$), а шифром кривых принимать величину p_k , поскольку данный параметр в рамках конкретной лаборатории принимается в виде фиксированного значения (рис. 1). После подбора коэффициентов вид графического представления капиллярной модели может варьироваться в зависимости от расположения координатных осей.

Калибровочные данные (анализа керна, ГИС, испытаний) можно использовать как для настройки капиллярных моделей, так и для их оценки. Очевиден интерес получения статистически значимой информации об эффективности получаемых моделей в различных отложениях, приуроченных к разным стратиграфическим единицам и площадям, т.е. если одни и те же модели систематически показывают лучшие результаты, чем другие, то это дает основание для постоянного выбора более достоверных математических выражений. В случае, если степень достоверности моделей не имеет систематического характера, а определяется типом отложений, то целесообразно привязать выбор той или иной модели к соответствующему типу согласно стратиграфической, фациальной, литологической принадлежности, текстурным параметрам и др. Для перехода к координатам $K_b - \Delta H$ обычно используется следующий методический подход. Пересчет капиллярометрической кривой (фактической или теоретической) в кривую зависимости K_b от высоты

ЗВЧ изучаемого интервала разреза над уровнем нулевого капиллярного давления на практике осуществляется по формуле, полученной из уравнения Лапласа

$$\Delta H = \frac{p_k^{H-W}}{g(\rho_b - \rho_h)}, \quad (1)$$

где p_k^{H-W} – капиллярное давление на границе раздела нефти и воды, МПа; ρ_b , ρ_h – плотность соответственно воды и нефти при пластовой температуре, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с². На практике данное выражение применяют для гидрофильных и преимущественно гидрофильных пород, в которых p_k принимает положительное значение, т.е. подразумевается, что переходная зона локализована полностью над ЗЧВ. Если поверхность породы преимущественно гидрофобная, то на границе раздела нефти и воды капиллярное давление принимает отрицательные значения, что отражается в виде локализации нефтенасыщенных капилляров ниже поверхности условного ЗЧВ (рис. 2).

Строение переходной зоны в изначально гидрофобизированном коллекторе подробно рассмотрено в работе [7], где предусмотрено наличие естественных гидрофобных породообразующих минералов, что требует соответствующего анализа для конкретных нефтяных залежей. В этом случае при площадной изменчивости показателя смачиваемости отбивка положения ЗЧВ может быть недостоверной, так как в практике положение данной границы при-

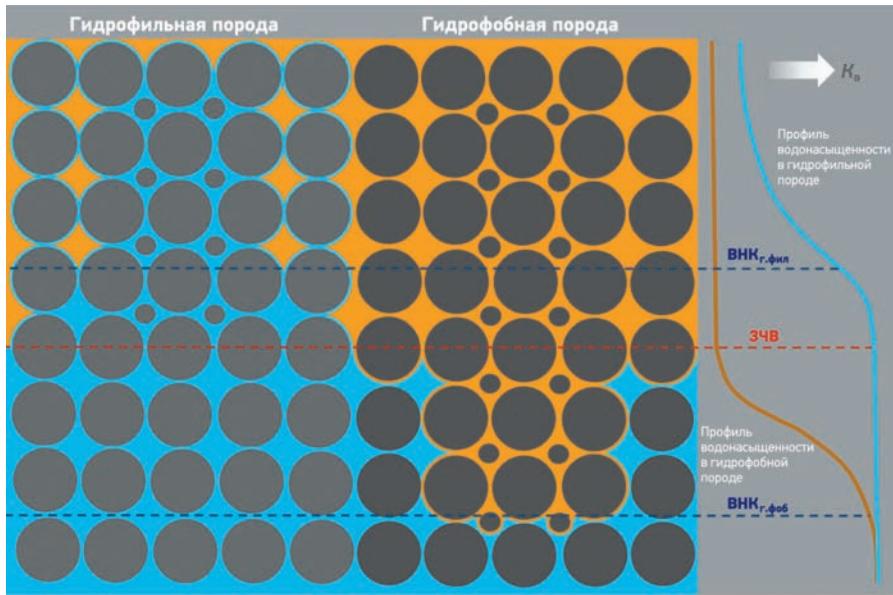


Рис. 2. Схематичное представление образования переходной зоны в гидрофильном и гидрофобном коллекторах (ВНК_{г.фил}, ВНК_{г.фоб} – водонефтяной контакт соответственно в гидрофильных и гидрофобных отложениях)

нимается ниже ВНК, что некорректно для пород с показателем смачиваемости $M < 0,5$. Однако следует отметить, что в настоящее время нет однозначных предпосылок для подтверждения данной гипотезы на нефтяных месторождениях в основных нефтедобывающих регионах России. В связи с этим процедура моделирования переходных зон для изначально гидрофобизированных пород в практике отечественной петрофизики фактически не рассматривается, хотя и используются подходы, позволяющие учесть смачиваемость поверхности твердой фазы породы. При этом подразумевается не вся поверхность порового пространства, а только поверхность пор, которые могут заполняться нефтью при ее миграции в ловушку.

ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ СМАЧИВАЕМОСТИ НА КАПИЛЛЯРНЫЕ ЭФФЕКТЫ

Для построения капиллярных кривых, как правило, используются результаты экспериментов, в которых воду из образцов керна вытесняют воздухом, поэтому необходим пересчет измеренного капиллярного давления для границы раздела нефть – вода по следующей формуле:

$$p_k^{H-B} = p_k^{B-B} \frac{\cos\theta^{H-B} \cdot \sigma^{H-B}}{\cos\theta^{B-B} \cdot \sigma^{B-B}}, \quad (2)$$

где p_k^{B-B} – капиллярное давление на границе раздела воздуха и воды (лаборатор-

ные измерения p_k при вытеснении воды воздухом); σ^{B-B} , σ^{H-B} – поверхностное натяжение на границах раздела соответственно нефть – вода и воздух – вода. С учетом формул (1) и (2) можно записать

$$\Delta H = K \cdot p_k^{H-B}, \quad (3)$$

где K – пересчетный коэффициент, зависящий от смачиваемости поверхности раздела твердая фаза – поровый флюид, плотности флюидов и термобарических условий залегания пласта.

На практике определить данный коэффициент можно с привлечением результатов оценки текущей водонасыщенности по данным ГИС или анализа керна в скважинах, пробуренных с применением раствора на нефтяной основе

(РНО) или с отбором керна по изолированной технологии. При этом определять пересчетный коэффициент K в уравнении (3) можно путем его эмпирического подбора и сопоставления получаемых расчетных значений текущей водонасыщенности с результатами интерпретации ГИС и/или результатами определения данной величины по керну.

Вопрос влияния смачиваемости на капиллярные эффекты достаточно изучен [13–19]. Вместе с тем при решении практических задач моделирования переходных зон этот аспект, как правило, не учитывается. В первую очередь это связано с трудностями оценки параметров выражения (2) для горных пород в пластовых условиях. Массовые определения показателя смачиваемости M на образцах керна показывают, что этот параметр может варьироваться в широком диапазоне. Попытки установить закономерности изменения смачиваемости по разрезу, площади или в зависимости от минерального состава твердой фазы для месторождений Западной Сибири на территории деятельности ПАО «Газпром нефть» показали отсутствие значимых корреляций. В ряде случаев отмечается скачкообразное изменение показателя M как по разрезу, так и по площади залежей. Существует определенная тенденция гидрофобизации образцов, отобранных из нефонасыщенных частей залежей. Образцы из водонасыщенной части преимущественно гидрофильные. Вероятно, преимущественную гидрофильность образцов из нефонасыщенной части можно объяснить измене-

нием смачиваемости при их отмыве органическими растворителями или их изначально непредельной нефтенасыщенностью. На ряде месторождений отмечено увеличение гидрофобизации в продуктивной части пласта с уменьшением глубины залегания (увеличением высоты залежи), которое можно объяснить исходя из следующих соображений.

Считается, что изменение смачиваемости реально существующих коллекторов в сторону повышения гидрофобности связано с процессом селективной адсорбции активных компонентов нефти (органических кислот и оснований) на поверхности породообразующих минералов [14]. Карбонатные породы (известняки) имеют положительный заряд и стремятся адсорбировать преимущественно кислотные компоненты нефти (нафтеновая, олеиновая и другие кислоты), а терригенные (силикаты) за счет отрицательного заряда поверхности – щелочныекомпонентынефти. За счет длительного контакта нефти с породой формируются гидрофобные и гидрофильные типы коллекторов, которые отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород. Процесс формирования гидрофильных и гидрофобных пластов неоднозначный и достаточно сложный. Показатель смачиваемости коллекторов не является известной константой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и структурно-энергетического формирования нефтяной залежи. При высоких горном и поровом давлениях происходят разрыв тонкой пленки остаточной реликтовой воды в порах и адсорбция активных полярных компонентов на поверхности минералов, показатель M может снижаться до 0,02, что характеризует высокую гидрофобизацию поверхности. Возникает так называемая исходная смачиваемость коллектора, которая задается комплексом природных геолого-физических факторов: тектоническими, термодинамическими параметрами, минерализацией воды, газовым фактором, активностью нефти и др. [14].

Таким образом, влияние на показатель смачиваемости обусловлено достаточно широким набором факторов. Авторами работы [14] на 30 месторождениях Пермского края было экспериментально показано, что показатель смачиваемости M в терригенных и карбонатных породах уменьшается при увеличении вязкости, газонасыщенности пластовой нефти, минерализации пластовой воды, уменьшении водородного показателя pH пластовой воды, снижении

концентрации ионов SO_4^{2-} , увеличении концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} . Кроме того, согласно работе [17] смачиваемость, обусловленная свойствами границы раздела вода – нефть и характеристиками точечного контакта флюид – порода, существенно зависит от наличия полярных соединений (NSO-соединений) в природной нефти, химических свойств воды и поверхности минералов породы. В целом можно отметить, что смачиваемость в основном контролируется распределением и свойствами пластовых флюидов в поровом пространстве, что может объяснить отсутствие значимых корреляций данного параметра с ФЕС и минеральным составом глинистого цемента. Следует отметить, что при одной и той же газопроницаемости величина остаточной водонасыщенности, определенной методами центрифугирования и полупроницаемой мембранны, в большинстве случаев мало зависит от смачиваемости.

СУЩЕСТВЕННЫМ ФАКТОРОМ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ ПОВЛИЯТЬ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН, ЯВЛЯЕТСЯ УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ОБРАЗЦОВ КЕРНА К ИССЛЕДОВАНИЯМ

Вместе с тем для отдельных месторождений может наблюдаться некоторая тенденция уменьшения $K_{\text{в}}$ до 10 % при одной и той же абсолютной газопроницаемости $k_{\text{пр}}$ в случае гидрофобизации образцов керна. Это может свидетельствовать о преимущественном влиянии на остаточную водонасыщенность структурного фактора и достаточно низком влиянии свойств самой поверхности при проведении опытов по вытеснению воды воздухом.

Ввиду широкого спектра причин изменения показателя смачиваемости очевидно, что параметр K в формуле (3) может также варьироваться в достаточно широких пределах по разрезу и площади месторождений. Таким образом, корректная оценка смачиваемости или закономерности ее изменения в объеме залежи при моделировании переходных зон является важной практической задачей. В настоящее время существуют различные способы определения смачиваемости на образцах горных пород: измерение контактного угла методом неподвижной капли [18], метод пластины Вильгельми, метод Амотта [20], USBM (метод Горного бюро США) [7], RIC эксперимент [19], адсорбционный низкотемпера-

турный метод БЭТ [18], метод ядерно-магнитного резонанса [15], метод относительных фазовых проницаемостей, изотермической сушки, удельной теплоты смачивания [18] и метод по ОСТ 39-180-85. Последний из перечисленных способов нашел широкое распространение в отечественной практике ввиду его относительной простоты. Следует отметить, что при оценке смачиваемости этим способом, как правило, используют предварительно отмытые органическим растворителем образцы для исключения влияния остаточных нефтепродуктов, наличие которых будет обуславливать завышение гидрофобных свойств коллектора. При этом в большинстве случаев степень отмывания контролируется только на качественном уровне, что может привести к существенным искажениям результатов. Кроме того, к настоящему времени нет достаточно четкого понимания о влиянии растворителя на поверхность минералов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ КРИВЫХ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ВЫПОЛНЯТЬ С ПОЛУЧЕНИЕМ РЕЗУЛЬТАТОВ В СИСТЕМЕ ДВУХФАЗНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ДРЕНИРОВАНИЯ И ВПИТЫВАНИЯ, А ТАКЖЕ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЯ СМАЧИВАЕМОСТИ M (НАПРИМЕР, МЕТОДОМ USBM)

Традиционно считается, что органические растворители могут привести к снижению естественной гидрофобизации поверхности минеральных зерен, однако факт снижения гидрофобизации может фиксироваться и за счет отмывания поверхности от нефтепродуктов. По-видимому, решение данного вопроса для конкретных отложений должно быть связано с проведением дополнительных исследований, направленных на изучение взаимодействия различных органических растворителей с поверхностью твердой фазы пород-коллекторов. Таким образом, существенным фактором, который может повлиять на достоверность моделирования переходных зон, является учет изменения показателя смачиваемости при подготовке образцов керна к исследованиям. Часто, проведение специальных керновых исследований, в которых осуществляется моделирование вытеснения нефти, не предусматривает предварительного восстановления естественной смачиваемости («старения») образцов. На практике такое «старение» осуществляется путем насыщения образцов нефтью и их выдерживания в течение определенного

времени при термобарических условиях, характерных для данных отложений. При этом встает очевидный вопрос о модельной степени насыщенности образца. Часто в образцах создают предельную нефтенасыщенность, хотя в реальных геологических условиях образцы могут находиться в переходной зоне и логичнее моделировать для них соответствующую данным условиям флюидонасыщенность, что в настоящее время массовыми экспериментами не предусматривается. Наиболее приемлемым вариантом можно считать внедрение в отечественную практику метода USBM, который позволяет получать капиллярные кривые в системе раздела нефть – вода для различной начальной нефтенасыщенности. При этом необходимо обеспечить промежуточную процедуру «старения» образцов как для предельной, так и для текущей нефтенасыщенности. Получаемые результаты должны повысить достоверность капиллярных моделей, так как в этом случае снижается неопределенность, связанная с необходимостью пересчета капиллярного давления по формуле (2).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного, формализация алгоритма моделирования переходной нефтеводонасыщенной зоны сводится к следующим основным моментам.

- Моделирование капиллярных кривых целесообразно выполнять с получением результатов в системе двухфазного вытеснения для процессов дренирования и впитывания, а также соответствующего прогноза показателя смачиваемости M (например, методом USBM).
- Подбор математического выражения для капиллярных моделей необходимо проводить исходя из оценки достоверности прогноза фактических результатов во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.
- Настройку капиллярной модели желательно осуществлять с использованием результатов капиллярометрии, полученных в системе раздела нефть – вода.
- Пересчет капиллярного давления на глубину над ЗЧВ целесообразно выполнять с учетом возможного изменения показателя смачиваемости M по разрезу и площади залежи, при этом методики определения данного параметра по керну требуют соответствующей адаптации.
- Определять пересчетный коэффициент K в уравнении (3) можно путем его эмпирического подбора и сопоставления получае-

мых расчетных значений текущей водонасыщенности с результатами интерпретации ГИС и/или результатами определения данной величины по керну, отобранныму в скважинах, пробуренных с применением РНО или по сохраненной технологии.

- Полученная модель переходной зоны должна учитывать возможное изменение переходного коэффициента K как по разрезу, так и по площади изучаемого резервуара.

Список литературы

1. Беляков Е.О., Мухидинов Ш.В. Использование обобщенных зависимостей для построения петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств с оценкой граничных параметров выделения коллекторов и определения их характера насыщенности // В сб. Порофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – 383 с.
2. Дьяконова Т.Ф., Билибин С.И., Закревский К.Е. Построение цифровых моделей нефтенасыщенности коллекторов месторождений Западной Сибири// Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 15–24.
3. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа, 2011. – 218 с.
4. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – Вып. 1(5). – 2012.
5. Berg R.R. Capillary pressures in stratigraphic traps // AAPQ Bull. – 1975. – V. 59. – P. 939–956.
6. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of Porous Media // Colorado State University Hydrology. – 1964. – N 3. – 24 p.
7. Donaldson E.C., Thomas R.D., Lorenz P.B. Wettability determination and its effect on recovery efficiency // SPE Journal. – 1969. – № 9 (March). – P. 13-20.
8. Johnson A. Permeability averaged capillary data: a supplement to log analysis in field studies // Paper EE, SPWLA 28th Annual Logging Symposium. June 29th – July 2nd (1987).
9. Cuddy S., Allinson G., Steele R. A simple, convincing model for calculation water saturation in Southern Nord Sea gas fields // Paper EE, SPWLA 34th Annual Logging Symposium, June 13th – 16th (1993).
10. Morrow N.R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs // J. Canad. Petrol. Technol. – 1971. – January-March.
11. Desbrandes R., Bassiouni Z., Gualdon J. In Situ Formation Wettability Determination in Depleted Zones // SPE 21182. – 1990.
12. Skelt C. A relationship between height, saturation, permeability and porosity // Paper E018, 17th European Formation evaluation Symposium (SPWLA), Amsterdam, 3-7 June (1996).
13. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
14. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2014. – Вып. 3(24). – С. 68–79
15. Злобин А.А. Изучение граничных слоев нефти и воды при заводнении пластов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 20–24.
16. Злобин А.А., Эбзеева О.Р. Закономерности изменения смачиваемости пород-коллекторов по лабораторным данным // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 8. – С. 52–61.
17. Тиаб Дж., Дональсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2009. – 868 с.
18. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь: Пермское книжное изд-во, 1975. – 194 с.
19. Wettability profile of a thick carbonate reservoir by the new rise in core wettability characterization method / Sh. Ghedan, C.H. Canbaz, D. Boyd [et al]// SPE 138697. – 2010.
20. Ammot E. Observation Relatingto the Wettability of Porous Rock Trans // AIME. – 1959. – V. 216. – P. 156–162.

Reference

1. Belyakov E.O., Mukhidinov Sh.V., *Ispol'zovanie obobshchennykh zavisimostey dlya postroeniya petrofizicheskikh modeley fil'tratsionno-ermkostnykh svoystv s otsenkoj granichnykh parametrov vydeleniya kollektorov i opredeleniya ikh kharaktera nasyshchennosti* (Using the generalized relationships for constructing petro-physical models of reservoir properties estimation of reservoir boundary parameters and determine their nature saturation), Collected papers "Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivi" (Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects), Moscow: Publ. of EAGE Geomodel', 2015, 383 p.
2. D'yakonova T.F., Bilibin S.I., Zakrevskiy K.E., *Constructing of digital models of oil saturation for West Siberian fields* (In Russ.), Geologiya nefti i gaza = The journal Oil and Gas Geology, 2000, no. 4, pp. 15-24
3. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V., *Izuchenie kollektorov nefti i gaza po rezul'tatam adaptivnoy interpretatsii geofizicheskikh issledovanij skvazhin* (The study of oil and gas reservoirs on the results of adaptive interpretation of geophysical researches of wells), Moscow: Publ. of Gubkin Russian State University of oil and gas, 2011, 218 p.
4. Mikhaylov A.N., *The main ideas of transitional zones and water contacts in non-uniform strata* (In Russ.), Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika, 2012, V. 1(5), pp. 70.
5. Berg R.R., *Capillary pressures in stratigraphic traps*, AAPQ Bull., 1975, V. 59, pp. 939-956.
6. Brooks R.H., Corey A.T., *Hydraulic properties of porous media*, Colorado State University Hydrology, 1964, no. 3, 24 p.
7. Donaldson E.C., Thomas R.D., Lorenz P.B., *Wettability determination and its effect on recovery efficiency*, SPE Journal, 1969, no. 9 (March), pp. 13-20.
8. Johnson A., *Permeability averaged capillary data: a supplement to log analysis in field studies*, Paper EE, SPWLA 28th Annual Logging Symposium, 1987, 29 June – 2 July.
9. Cuddy S., Allinson G., Steele R., *A simple, convincing model for calculation water saturation in Southern Nord Sea gas fields*, Paper EE, SPWLA 34th Annual Logging Symposium, 1993, 13-16 June.
10. Morrow N.R., *The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs*, J. Canad. Petrol. Technol., 1971, January-March.
11. Desbrandes R., Bassiouni Z., Gualdon J., *In situ formation wettability determination in depleted zones*, SPE 21182, 1990.
12. Skelt C., *A relationship between height, saturation, permeability and porosity*, Paper E018, Proceedings of 17th European Formation evaluation Symposium (SPWLA), Amsterdam, 1996, 3-7 June.
13. Amyx J.W., Bass D.M., Whiting R.L., *Petroleum reservoir engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1960.
14. Zlobin A.A., Yushkov I.R., *About the mechanism of hydrophobization of surface of rock in oil and gas reservoirs* (In Russ.), Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya, 2014, V. 3(24), pp. 68-79.
15. Zlobin A.A., *Study of boundary layers of oil and water in the case of reservoir flooding* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 4, pp. 20–24.
16. Zlobin A.A., Ebzeeva O.R., *Regular variation of reservoir rock wettability according to the lab data* (In Russ.), Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2013, no. 8, pp.
17. Tiab D., Donaldson E.C., *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport*, Elsevier Inc., 2004, 926 p.
18. Tul'bovich B.I., *Kollektorskie svoystva i khimiya poverkhnosti produktivnykh porod* (The reservoir properties and chemistry of productive rocks surface), Perm': Permskoe knizhnoe izdatel'stvo Publ., 1975, 194 p.
19. Ghedan Sh., Canbaz C.H., Boyd D. et al, *Wettability profile of a thick carbonate reservoir by the new rise in core wettability characterization method*, SPE 138697, 2010.
20. Ammot E., *Observation relating to the wettability of porous rock*, Trans. AIME, 1959, V. 216, pp. 156–162.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТА ПОРОУПРУГОСТИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF POREOELASTICITY EFFECTS DURING OIL RECOVERY ACCORDING TO CORE TESTS RESULTS OF GAZPROMNEFT-NOYABRSKNEFTEGAZ FIELDS

А.А. Мальцев, Д.А. Карманский

Санкт-Петербургский горный университет

В.С. Федосеев, П.М. Дрофа

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

Электронный адрес: maltsev.aa@gazpromneft-ntc.ru; karmanskiy.da@yandex.ru

Ключевые слова: продуктивность, пороупругость, скин-эффект, проницаемость, призабойная зона пласта

A.A. Maltcev, D.A. Karmanskiy Saint-Petersburg Mining University,

V.S. Fedoseev, P.M. Drofa Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Well productivity directly influences on efficiency of oil and gas fields. Nowadays the diagnosing of permeability reduction in near wellbore zone is still a topical issue. In addition to the effects of scale deposition, an important role in permeability reduction is played by deformation of porous media during the reservoir pressure changing. Nevertheless, the complex of core tests does not directly determine the effect of compressibility on the permeability. In this paper all core test's results were collected and analyzed to estimate the effect of well operation conditions on production index. Measures for reducing of risks associated with geomechanical processes in the near wellbore zone are proposed.

Keywords: production index, poroelasticity, skin effect, permeability, near wellbore zone

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-44-48

ВВЕДЕНИЕ

Новые вводимые в разработку залежи и месторождения нефти требуют более сложных технологических подходов. Повышаются научность и степень риска таких проектов. Для качественного проектирования и прогнозирования эффективности третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) необходимо увеличение точности моделирования разработки за счет учета влияния геохимических и геомеханических процессов. В представленной статье проведен анализ влияния изменения пластового давления на эффективную проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗГ). Работа выполнена на основе существующих представлений о физике нефтяного пласта, разработанных математических моделей и результатов проведенных комплексных исследований на керне.

Современное представление о влиянии геомеханических и геохимических процессов на гидродинамику коллектора подробно описано в работах [1, 2]. В данном направлении активно проводятся фундаментальные и при-

кладные исследования в «Газпромнефть НТЦ» [3], ПермьНИПИнефти [4], ИПМех РАН [5, 6], Санкт-Петербургском горном университете [7, 8]. Во всех трудах по рассматриваемой тематике отмечено значимое влияние изменения эффективного давления в процессе разработки месторождения на эффективную проницаемость. Доказано существенное влияние состава химических реагентов и минерализации закачиваемой воды на механические свойства породы, что усиливает эффект влияния скимаемости на эффективную проницаемость.

Целью данной работы является количественная оценка значимости учета эффекта пороупругости при проектировании разработки месторождений «Ноябрьскнефтегаза» на основе фактических данных.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТА ПОРОУПРУГОСТИ

В рамках проведенной работы основной задачей было количественно оценить вероятный диапазон снижения дебита скважины

в зависимости от выбранного режима ее эксплуатации. В.Н. Николаевский [1] предлагает рассчитывать изменение проницаемости путем определения текущей пористости в зависимости от изменения эффективного давления, которое напрямую связано с изменением пластового давления в ПЗП, и последующего расчета проницаемости через взаимосвязь пористости и проницаемости

$$m = m_0 \exp[a_m(p^f - p_0^f)], \quad a_m \approx \beta_p. \quad (1)$$

$$k = k_0 \left(\frac{m}{m_0} \right)^{a_k/a_m}. \quad (2)$$

В процессе исследований механических свойств породы пласта-коллектора определяется изменение пористости образца при моделировании изменения эффективного давления на образец (оценка сжимаемости порового пространства). Кроме зависимости пористости от эффективного давления, рассматриваемый метод испытания позволяет рассчитать коэффициент сжимаемости порового пространства на участке нагружения до пластового давления и при моделировании депрессии на пласт. Подобный вид испытаний требует доработки или проведения параллельных исследований, в результате которых можно получить прямую зависимость эффективной проницаемости образца от эффективного давления в диапазоне нагружений, моделирующих реальные условия создания максимально допустимых депрессии и депрессии на пласт. Одним из недостатков испытаний по определению сжимаемости порового пространства является узкий диапазон моделирования депрессии. В основном задается максимальное эффективное давление, соответствующее депрессии на пласт 10 МПа, реже 20 МПа, в то время как фактическая депрессия при эксплуатации скважин может достигать 33 МПа. Увеличение задаваемых нагрузок при нагружении образцов позволяет также в некоторых случаях определить момент перехода упругих деформаций породы в пластические.

Значительное влияние изменения пластового давления на эффективную проницаемость породы при высоких депрессиях доказывают также единичные исследования на керне месторождений ПАО «Газпром нефть». В работах [5, 6] представлены результаты фильтрационных экспериментов, выполненных на установке трехосного независимого нагружения. В ходе экспериментов выявлено значительное влияние по-роупругих эффектов на эффективную прони-

циаемость, а также описаны физические модели изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) различных пород-коллекторов при изменении эффективного давления до критических значений. Результаты комплексных исследований керна пластов юрских отложений одного из месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» показывают, что при увеличении эффективного давления от 15 до 30 МПа эффективная проницаемость для пластовой воды снижается на 10–40 %.

В результатах проведенных исследований отсутствуют данные по рассматриваемой связи техногенного изменения пористости и проницаемости в диапазоне эффективных давлений, сравнимых с пластовым и забойным давлениями. Существующие методики предполагают применение петрофизической зависимости, полученной по данным испытания керна. Существует гипотеза, что петрофизическая зависимость значительно отличается от зависимости изменения проницаемости при техногенном изменении пористости образца. Для проверки гипотезы использовались результаты испытаний керна по определению изменения проницаемости в зависимости от эффективного давления и минерализации прокачиваемой воды. На общую петрофизическую зависимость были нанесены точки, полученные при адаптации результатов определения проницаемости при изменении давления и минерализации. Были построены тренды в соответствии с выражением (2) и определено соотношение коэффициентов a_k/a_m для петрофизической и техногенной зависимостей (рис. 1). Проведенные расчеты с получением a_k/a_m показали незначительное различие двух зависимостей для рассмотренного пласта.

Далее на основе результатов выполненных исследований на керне были рассчитаны коэф-

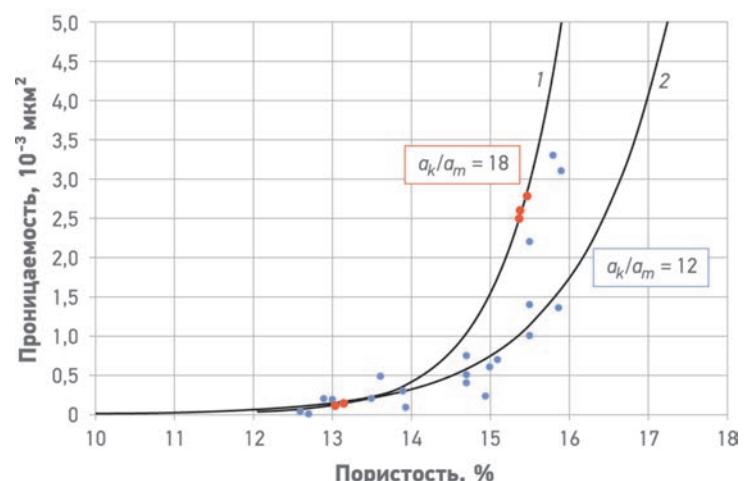


Рис. 1. Сравнение техногенной (1) и петрофизической (2) зависимостей проницаемости от пористости

фициенты a_k/a_m по объектам месторождений АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (рис. 2). Коэффициенты β_p были взяты из исследований на скимаемость для участка, моделирующего депрессию на пласт. Для рассматриваемых объектов была составлена сводная таблица. С целью решения поставленной задачи исключили вычисление средних значений для разных групп объектов, поэтому были найдены диапазоны граничных значений a_k/a_m и β_p , а также определены диапазоны изменения значений характеристики, используемых для расчета дебита скважины. Далее оценивалось влияние пороупругости в полученных диапазонах значений a_k/a_m и β_p на изменение дебита скважины и рассчитана составляющая скрин-фактора, отражающая изменение проницаемости

$$S = S_d + S_p + S_{pp} + S_{sz} + S_\theta + S_f, \quad (3)$$

Для расчета изменения дебита была выбрана модель, описанная уравнениями Дюпюи [9] для радиального притока к вертикальной скважине с учетом скрин-фактора

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\ln(R_k/r_c) + S}, \quad (4)$$

Сложность прямого расчета заключается в том, что эффективное давление при установленном режиме отбора распределено в зоне дренирования в виде депрессионной воронки. Соответственно изменение проницаемости и распределение скрин-фактора

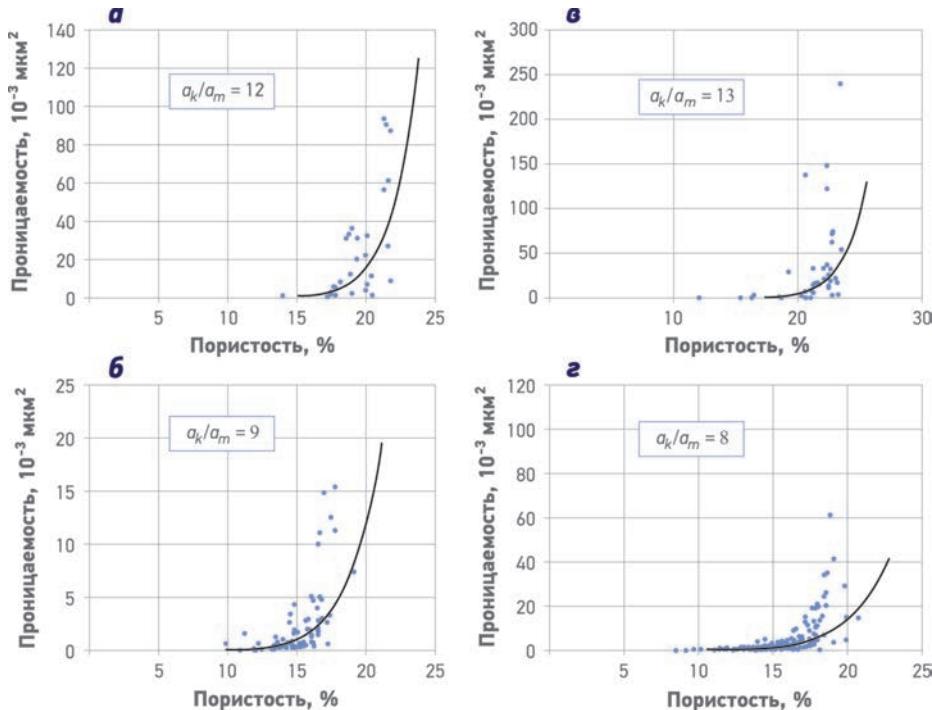


Рис. 2. Определение отношения коэффициентов a_k/a_m по зависимостям проницаемости от пористости по объектам БВ₁ (а), ЮВ₁² (б), БВ₇ (в) и ЮВ₂ (г)

будут иметь приближенную форму, поэтому расчет дебита или скрин-фактора с использованием крайних значений параметров на забое и границе дренирования невозможен. Так, на начальном этапе были рассчитаны потери в скорости фильтрации на участке стекла скважины – граница дренирования при постоянном забойном давлении с разделением расстояния на участки по логарифмическому закону. Изменение проницаемости на каждом участке определено по формуле

$$k/k_0 = \exp[(a_k/a_m)\beta_p(p^f - p_0^f)]. \quad (5)$$

Дебиты скважины рассчитывались с учетом и без учета эффекта пороупругости. Для разных значений a_k/a_m и β_p

$$S = \ln \frac{R_k}{r_c} \left(\frac{q_1}{q_s} - 1 \right). \quad (6)$$

Так как на скрин-фактор не влияют ФЕС пласта, было рассчитано поле, описывающее предельные изменения скрин-фактора для разных значений a_k/a_m и β_p в диапазонах реальных величин по объектам ЮВ, ЮС ($\beta_p \in [0,34; 0,64]$; $a_k/a_m \in [5; 25]$) и БВ, БС ($\beta_p \in [0,36; 0,68]$; $a_k/a_m \in [5; 20]$) (рис. 3).

Полученная трехмерная зависимость

(см. рис. 3) применима для конкретного режима эксплуатации скважины. При изменении депрессии на пласт трехмерная зависимость изменяется, увеличивая диапазон вероятного скрин-фактора (рис. 4).

На рис. 5 представлено рассчитанное снижение дебита жидкости вследствие скимаемо-

сти поровой среды для объектов ЮВ₁² и 2БС₁₀. Дебиты определены по характеристикам, полученным ранее для объектов ЮВ, ЮС и БВ, БС при депрессии 10, 20, 25 МПа. Величина $\ln R_k / r_c$ постоянна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По данным комплексных исследований керна месторождений «Ноябрьскнефтегаз» косвенным путем были рассчитаны диапазоны коэффициентов сжимаемости порового пространства и относительного изменения проницаемости в зависимости от пористости. Эти коэффициенты являются основными в математической модели, связывающей эффективные давление и проницаемость. По известному диапазону изменения вероятных значений основных коэффициентов для объектов ЮВ, ЮС и БВ, БС месторождений «Ноябрьскнефтегаз» был определен интервал вероятных значений скин-фактора, обусловленный изменением структуры порового пространства вследствие сжимаемости горной породы в ПЗП в процессе добывки нефти. По некоторым месторождениям АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» рассчитано снижение дебита жидкости в зависимости от заданной депрессии. Разработаны рекомендации по оптимизации методики выбора режима эксплуатации скважины с учетом эффекта пороупругости.

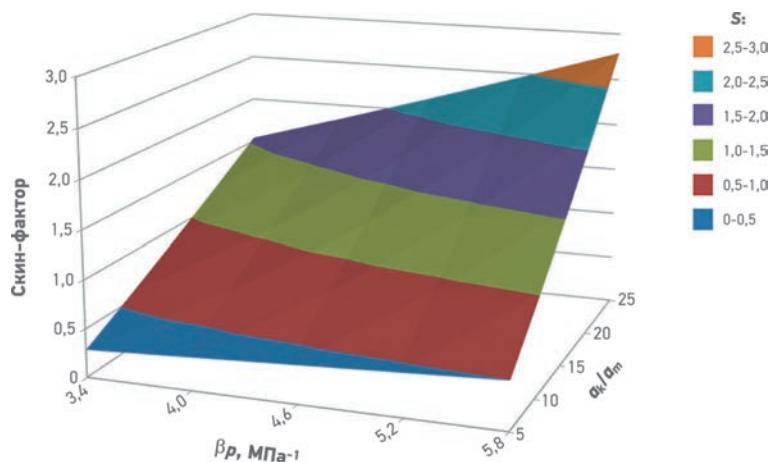


Рис. 3. Диаграмма распределения скин-эффекта в зависимости от значений a_k/a_m и β_p

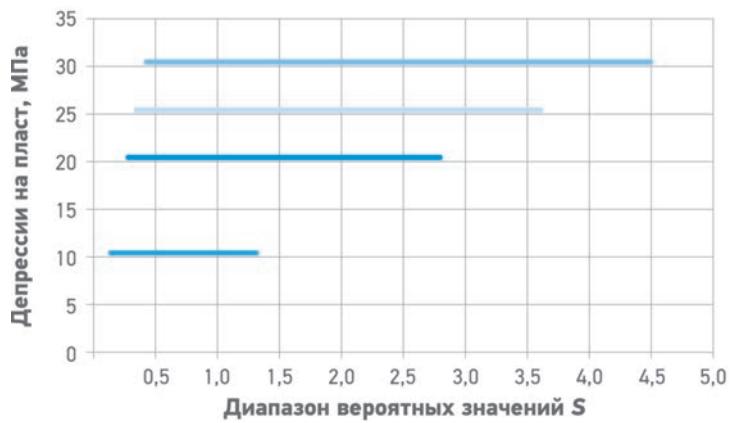


Рис. 4. Влияние депрессии на диапазон вероятного скин-фактора

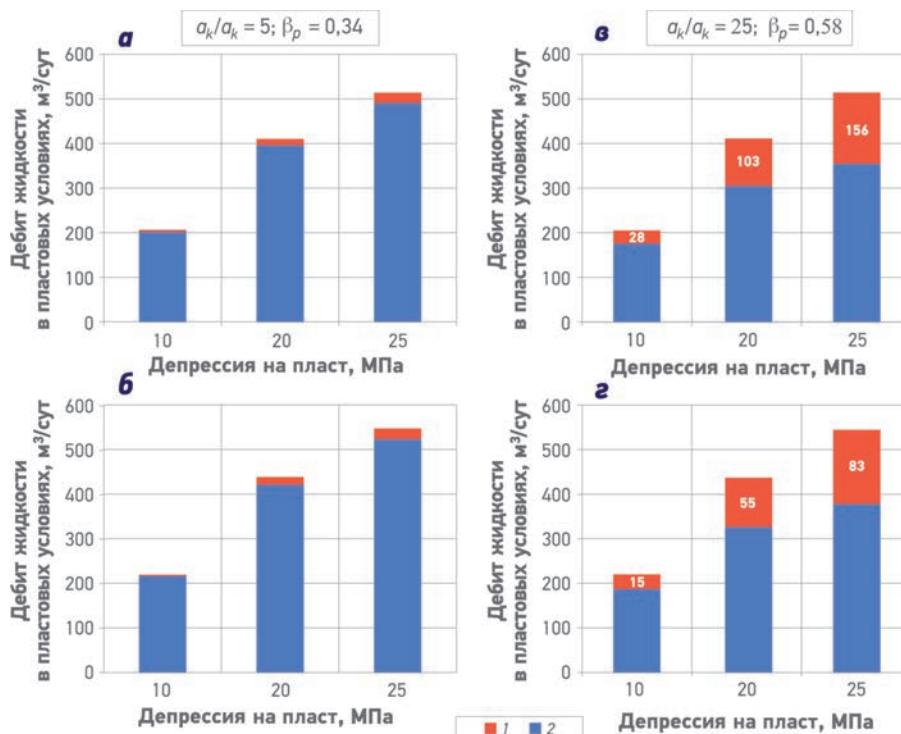


Рис. 5. Рассчитанное снижение дебита жидкости в пластовых условиях вследствие сжимаемости поровой среды для объектов 2БС₁₀ (а, в) и ЮВ₁² (б, г) месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»:

1 – снижение дебита жидкости; 2 – дебит жидкости с учетом скин-фактора

Полученные показатели влияния пропротягости для диапазона фактических значений сжимаемости порового пространства, изменения проницаемости на дебит скважин доказывают необходимость обоснованного выбора режимов их эксплуатации с использованием совместного гидродинамического и геомеханического моделирования ПЗП. Выбор обоснованных с расчетной точки зрения режимов эксплуатации скважин позволит увеличить эффективность добычи. Для этого необходимо проведение комплекса испытаний по определению сжимаемости породы с оценкой изменения ее эффективной проницаемости, а также остаточных деформаций при циклах разгрузки – нагрузки в диапазоне фактического изменения пластового давления относительно начального (до 33 МПа).

Кроме оценки влияния упругой сжимаемости,

необходимо определение остаточной деформации, порога перехода из области упругих деформаций в область пластических, вероятного разрушения породы и характера изменения ее проницаемости при разрушении. При достижении объема керновых исследований, позволяющего выявить закономерности изменения проницаемости от литологических характеристик, возможно создание расчетных методик, которые позволят уменьшить объем исследований на керне. Дальнейшее развитие выполненной работы предполагает исследование влияния химических реагентов на механические свойства скелета породы, которые, как обосновано в статье, непосредственно влияют на дебит скважины.

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

a_k – коэффициент изменения проницаемости;
 a_m – коэффициент сжимаемости пор;
 k – коэффициент проницаемости;
 m – коэффициент пористости;
 p_0^f – начальное эффективное давление;
 p_f – текущее эффективное давление;
 β_p – коэффициент сжимаемости пор;
 h – эффективная толщина пласта;
 μ – динамическая вязкость;
 R_k – радиус контура питания;
 r_c – радиус скважины;
 Δp – перепад давления;

q – дебит скважины;
 S – общий скрин-фактор;
 S_d – механический скрин-фактор;
 S_p – скрин-фактор за счет перфорации (несовершенство по характеру вскрытия);
 S_{pp} – скрин-фактор за счет частичного вскрытия (несовершенство степени вскрытия);
 S_{sz} – скрин-фактор за счет образования зоны разрушения;
 S_θ – геометрический скрин-фактор (отклонение скважины от вертикали);
 S_f – скрин-фактор, возникающий за счет создания трещин гидравлического разрыва пласта

Список литературы

1. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т. Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
2. Михайлов Н.Н., Попов С.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния межхимических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2015. – № 1(11). – URL: http://oilgasjournal.ru/vol_11/index.html
3. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» / А.А. Вашкевич, В.В. Жуков, Ю.В. Овчаренко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №12. – С. 16–19.
4. Влияние кислотных составов на упруго-прочностные свойства терригенных коллекторов пермского края / В.В. Плотников, П.Н. Рехачев, Н.Н. Барковский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №7. – С. 100–104.
5. Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин: автореф... дис. д-ра ф.-м. наук. – М., 2011. – 50 с.
6. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: автореф... дис. д-ра техн. наук. – М., 2010. – 33 с.
7. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: автореф... дис. д-ра техн. наук. – С-Пб., 2010. – 37 с.
8. Мальцев А.А., Карманский Д.А. Исследование взаимовлияния геохимических, геомеханических и фильтрационных процессов при разработке нефтяных месторождений // В сб. Новые технологии – нефтегазовому региону // Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 г. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 111–114.
9. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 310 с.

Reference

1. Nikolaevskiy V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T., Zotov G.A., *Mekhanika nasyshchennyykh poristykh sred* (Mechanics of saturated porous media), Moscow: Nedra Publ., 1970, 339 p.
2. Mikhaylov N.N., Popov S.N. *Experimental and theoretical study of influence of mechanochemical effects on porosity, permeability, elastic and strength properties of reservoir rocks* (In Russ.), Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika, 2015, no. 1(11), URL: http://oilgasjournal.ru/vol_11/index.html
3. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V. et al., *Development of integrated geomechanical modeling in Gazprom Neft PJSC* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 16–19.
4. Plotnikov V.V., Rekhachev P.N., Barkovskiy N.N. et al, *The effect of acidic compounds in the elastic-strength properties of clastic reservoir rocks of Perm Region* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 7, pp. 100–104.
5. Kovalenko Yu.F., *Geomechanika neftyanykh i gazovykh skvazhin* (Geomechanics of oil and gas wells): thesis of doctor of physical and mathematical science, Moscow, 2011.
6. Karev V.I., *Vliyanie napryazheno-deformirovannogo sostoyaniya gornykh porod na fil'tratsionnyy protsess i debit skvazhin* (Influence of stress-strain state of rocks on the filtration process and well rate): thesis of doctor of technical science, Moscow, 2010.
7. Karmanskiy A.T., *Eksperimental'noe obosnovanie prochnosti i razrusheniya nasyshchennykh osadochnykh gornykh porod* (Experimental substantiation of strength and destruction of saturated sedimentary rocks): thesis of doctor of technical science, St. Petersburg, 2010.
8. Mal'tsev A.A., Karmanskiy D.A., *Issledovanie vzaimovliyaniya geokhimicheskikh, geomekhanicheskikh i fil'tratsionnykh protsessov pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii* (Investigation of the mutual influence of geochemical, geomechanical and filtration processes in the development of oil deposits), Collected papers "Novye tekhnologii – neftegazovomu regionu" (New technologies for the oil and gas region), Proceedings of International scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists, Tyumen', 24–28 April 2017, Tyumen': TIU, 2017, pp. 111–114.
9. Gimatudinov Sh.K., *Fizika neftyanoego plasta* (Physics of the oil reservoir), Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 1963, 310 p.

КРИТЕРИЙ ВЫБОРА СПОСОБА РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

METHODOLOGY FOR DETERMINATION OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS DEVELOPMENT

Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, к.ф.-м.н., А.Н. Ситников

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

Электронный адрес: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru, Pustovskikh.AA@gazpromneft-ntc.ru, Sitnikov.AN@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: проницаемость, истощение, заводнение, оптимизация разработки, низкопроницаемые коллекторы

E.V. Belonogov, A.A. Pustovskikh, A.N. Sitnikov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The present work is devoted to the determination of reservoir parameters, in which development efficiency by horizontal wells with multistage hydrofracturing with waterflooding concedes to the depletion mode. The main factor that reduce development efficiency with waterflooding is low reservoir hydroconductivity and as a consequence long response time to water injection.

In this paper, NPV is used as development effectiveness criteria. Authors consider the specific example – low-permeability reservoirs of the Priob field. Production indicators calculated by methods of numerical hydrodynamic modeling.

Keywords: permeability, depletion, waterflooding, development optimization, low-permeability reservoir

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-49-51

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время доля легко извлекаемых запасов нефти стремительно сокращается. Это заставляет нефтедобывающие компании вводить в разработку объекты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В последние годы выбор оптимального способа разработки низкопроницаемых коллекторов является важнейшей задачей для большинства нефтедобывающих компаний. Это связано с разбуриванием трудноизвлекаемых запасов как на новых активах, так и в краевых зонах старых месторождений.

В течение последних 10 лет тренд на ухудшение коллекторских свойств пластов привел к бурному развитию технологий строительства горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта (ГРП) и их широкому использованию при формировании систем разработки месторождений РФ. Однако выбор режима разработки остается безальтернативным – заводнение. Тем не менее все чаще в процессе разработки месторождений с низкими ФЕС при организации системы поддержания пластового давления (ППД) сталкиваются с

проблемами, связанными с подготовкой воды (очистка от эмульсий и механических примесей, подбор оптимальной минерализации и др.). Без тщательной подготовки воды приемистость нагнетательных скважин может значительно уменьшаться, что приводит к снижению эффективности как мероприятий, связанных с ППД и вытеснением нефти водой, так и всей системы разработки в целом (низкие темпы отбора запасов, низкий коэффициент извлечения нефти).

Высокие капитальные вложения, необходимые для строительства нагнетательных скважин и наземного обустройства (водозаборы, водоводы, кустовые насосные станции и др.), обусловливают значительное снижение экономических показателей разработки. Поэтому целесообразно рассматривать альтернативные варианты и режимы разработки, в том числе разработку на естественном режиме – отказ от организации системы ППД. Большой опыт разработки низкопроницаемых коллекторов на естественном режиме накоплен в Северной Америке на месторождениях Bakken, EagleFord и др.

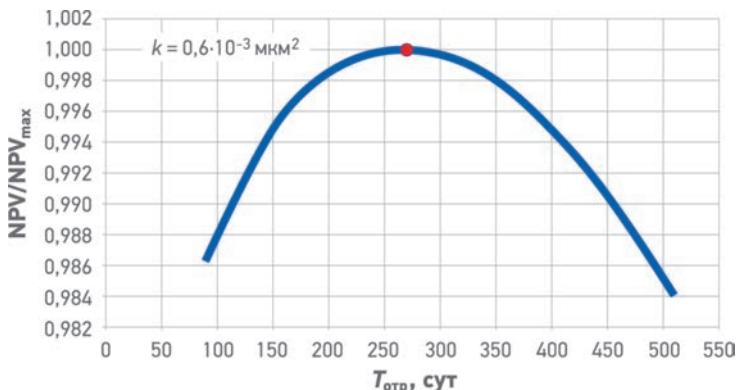


Рис. 1. Зависимость отношения NPV/NP_{\max} от времени отработки $T_{\text{отр}}$ на нефть

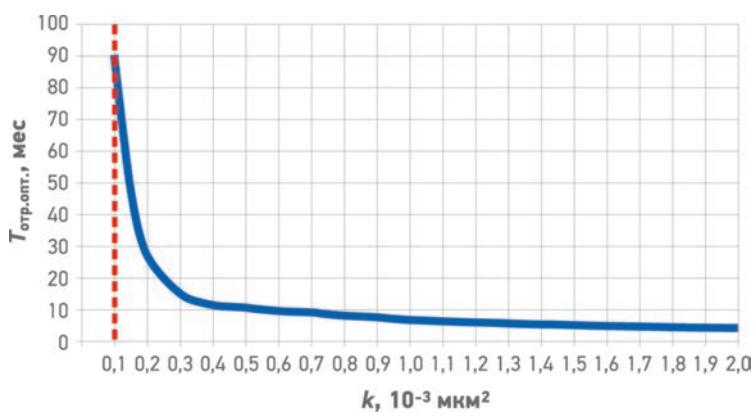


Рис. 2. Зависимость оптимального времени отработки на нефть $T_{\text{отр.опт}}$ от проницаемости пласта k

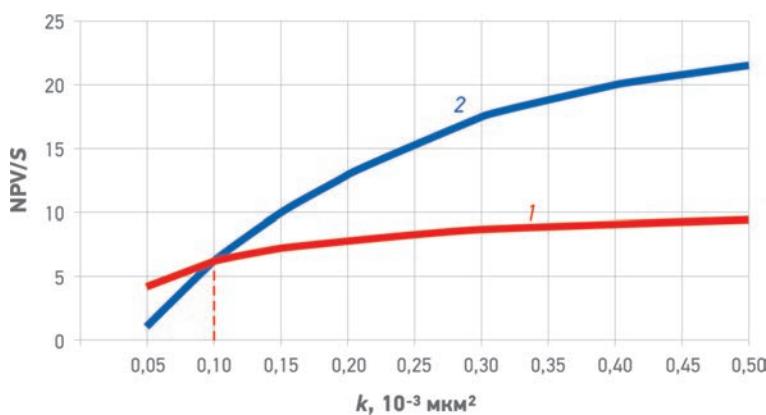


Рис. 3. Зависимость показателя NPV/S от проницаемости k для работы системы на режиме истощения (1) и с применением заводнения (2) (S – площадь, га)

В данной статье рассмотрен вопрос об определении критических значений параметров пласта, при которых естественный режим является экономически более эффективным, чем режим заводнения. Описана идеальная

ситуация без учета вышеперечисленных проблем, которые могут возникать при организации системы ППД в низкопроницаемых коллекторах.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Традиционно при формировании систем разработки с заводнением в начальный период времени нагнетательные скважины используются в качестве добывающих. Необходимость данного технологического решения связана с тем, что в низкопроницаемых коллекторах существенная часть добычи приходится на нестационарный режим фильтрации, и это является одной из возможностей повышения экономической эффективности разработки. Определение оптимального времени отработки $T_{\text{отр.опт}}$ (рис. 1) нагнетательных скважин в режиме добычи нефти может быть выполнено различными способами: аналитическими [1], с применением численно-аналитического моделирования [2], трехмерного гидродинамического моделирования. В данной работе для решения этой задачи был использован корпоративный streamline симулятор на трубках тока NumEx, позволяющий проводить многовариантные расчеты технико-экономических показателей разработки. Расчеты были выполнены для условий Приобского месторождения. Сделано предположение о неизменности полной сжимаемости и вязкости нефти по площади месторождения. В этом случае оптимальное время отработки определяется проницаемостью пласта k (рис. 2). Из рис. 2 видно, что при снижении проницаемости с $0,3 \cdot 10^{-3}$ до $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ оптимальное время отработки резко возрастает от 15 до 90 мес. Очевидно, что разработка месторождения при столь длительной (более 7 лет) работе нагнетательных скважин в качестве добывающих практически является разработкой на естественном режиме, поэтому целесообразно более детально рассматривать возможность выбора такого режима эксплуатации.

Отсутствие системы заводнения, если это учтено в концептуальном проекте разработки, неизбежно отразится на конфигурации сетки и системе заканчивания скважин. В большинстве случаев преимущества имеют системы разработки (при наличии в них нагнетательных скважин), в которых трещины ГРП расположены продольно/субпродольно относительно ствола горизонтальной скважины. В случае разработки на естественном режиме гори-

зонтальные скважины ориентируют так, чтобы трещины ГРП располагались перпендикулярны стволу – это обеспечивает более высокие коэффициент охвата по латерали, дебит и накопленную добычу в период нестационарного режима течения. В связи с отмеченным для различных значений проницаемости были проведены расчеты эффективных систем разработки, в которых для поиска оптимума по значению NPV варьируются следующие показатели:

- длина горизонтального ствола и число продольных/поперечных трещин ГРП;
- плотность сетки скважин;
- коэффициент деформации сетки;
- оптимальное время отработки на нефть.

Результаты расчетов приведены на **рис. 3**. По результатам гидродинамического моделирования установлено, что для условий Приобского месторождения при выходе в области нового бурения с ухудшенными ФЕС, где проницаемость пласта составляет $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и менее, рекомендуется рассмотреть вариант разработки этих областей на режиме истощения.

ВЫВОДЫ

1. Применение заводнения на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами не всегда экономически эффективно.

В ТЕЧЕНИЕ ПОСЛЕДНИХ 10 ЛЕТ ТRENД НА УХУДШЕНИЕ КОЛЛЕКТРОСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ ПРИВЕЛ К БУРНОМУ РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМИ ГИДРОРАЗРЫВАМИ ПЛАСТА (ГРП) И ИХ ШИРОКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РФ

2. Для условий конкретных месторождений можно определить пороговое значение проницаемости, ниже которого целесообразно рассмотреть вариант разработки на режиме истощения.

Список литературы

1. Хасанов М.М., Краснов В.А., Коротовских В.А. Определение оптимального периода отработки скважины на нефть // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 19–21.
2. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин/А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.П. Рошектаев, Ц.В. Анджукаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 84–87.
3. Prats M., Camacho-Velazquez R., Rodriguez F. One-dimensional Linear Flow with Constant Terminal Pressures // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1999. – V. 38. – No. 13. – DOI: 10.2118/99-13-62.

Reference

1. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Korotovskikh V.A., *Determination of the optimal period of oil wells operation* (In Russ.), Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO "NK 'Rosneft', 2007, no. 5, pp. 19–21.
2. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Andzhukaev Ts.V., *A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 3, pp. 84–87.
3. Prats M., Camacho-Velazquez R., Rodriguez F., *One-dimensional linear flow with constant terminal pressures*, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, V. 38, no. 13, DOI: 10.2118/99-13-62.

УДК 550.834.017

© Д.А. Листойкин,
А.А. Ридель,
И.В. Коваленко,
2018

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН КАК ИНСТРУМЕНТ КОРРЕКТИРОВКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОДСТИЛАЮЩИХ ВОД НА РАЗРАБОТКУ ПЛАСТА ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

WELL TEST AS AN ADJUSTMENT TOOL FOR GEOLOGICAL MODELLING AND ASSESSMENTS
OF THE IMPACT OF UNDERLYING WATERS FOR THE DEVELOPMENT OF THE PK₁₋₃
LAYER AT VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE FIELD

Д.А. Листойкин, А.А. Ридель, И.В. Коваленко, к.т.н.

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

Электронный адрес: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: высоковязкая нефть, слабоконсолидированный песчаник, контроль разработки месторождения, коэффициент извлечения нефти (КИН), горизонтальные скважины (ГС), диагностика и управление разработкой, гидродинамические исследования скважин (ГДИС), акуифер

D.A. Listoykin, A.A. Ridel, I.V. Kovalenko

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The paper presents the experience of well test results for geological and simulation models correction at the stages of experimental industrial exploitation and industrial exploitation of the heavy oilfield with a system with horizontal wells. The potential for each borehole can be influenced by the geological structure of the reservoir (boundaries, Facies, Water-Oil Contact, Gas-Oil Contact, etc.) and the perfection of technological completion (contamination of the bottom zone, lack of inflows from the horizontal segment, etc.). An instrument to clarify the structure of the reservoir and the perfecting of the autopsy is the conduct of the well test. As a result of the studies carried out, the PK₁₋₃ reservoirs were characterized by characteristics contrary to the standard approaches of the well test in horizontal wells [1,6]. The theoretical reasons for these features are discussed in the paper. The most important issue for decision-making on the further development of the deposit is the introduction of a reservoir-pressure system. The question of the need to introduce the injection wells or to work in elastic mode? In the case of pumping, drilling to the target well reservoir or to the water of the saturated power? At the initial stage of development, these issues are one of the main concerns in connection with the active drilling of the field and significant selection of the mining fund. Thus, the process of reducing pressure on the reservoir may lead to irreversible phase transitions associated with the allocation of gas. This article discusses a comprehensive assessment of the well test structure of the reservoir, an approach to estimating the aquifer. In the joint work of the wells, there is a parallel influence between the boreholes and the interference of the pressure through the well. In relation to the relationship and response value, the "total" capacity was calculated and the areas with the greatest influence of the aquifer were identified, and the geological relationship of the neighboring Wells was refined. Similarly, the rate of pressure drop in the work of the aquifers has been calculated and conclusions reached. A conceptual strategy has been developed for reservoirs of similar abundance in order to reduce prematurely the risks of reduced reservoir pressure.

Keywords: high-viscosity oil, unconsolidated sandstones, field development control, oil recovery coefficient, horizontal wells, diagnostics and development management, well test analysis, aquifer

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-52-57

ВВЕДЕНИЕ

Выбор оптимальной системы разработки для объектов со сложным геологическим строением зависит от множества факторов, знание которых помогает принимать корректные решения. Это в дальнейшем отражается на темпах добычи нефти на протяжении всего периода разработки объекта, а также на коэффициенте

извлечения нефти (КИН). Для объекта разработки ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения актуальными факторами явились влияние подошвенных вод на разработку пласта и его латеральная связность.

Для всей толщины пласта ПК₁₋₃ характерно отсутствие регионально выдержаных мощных глинистых пластов, вследствие чего отложения представляют собой единую геолого-гид-

родинамическую систему по многим участкам, относящимся к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций. Залежь газонефтяная, массивная, осложнена тектоническими нарушениями, залегает в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты. Классическим подходом к разработке таких залежей нефти является бурение протяженных горизонтальных скважин (ГС). При этом, как правило, разработка нефтяных оторочек осложнена прорывами газа и воды. Важными вопросами при принятии решений, касающихся разработки месторождения, являются вопросы о необходимости внедрения системы поддержания пластового давления (ППД) и продолжительности периода отработки скважин. В данных условиях получение информации о работе пласта, контроль разработки и управление ею – актуальные и в то же время сложные задачи.

В статье рассматривается применимость результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин (ГДИС) для выявления и дифференцирования геологических особенностей пласта ПК₁₋₃, связанных с водоносным горизонтом на различных участках при разработке Восточно-Мессояхского месторождения. Полученные результаты помогли не только актуализировать текущую геолого-гидродинамическую модель, но и оказали влияние на принятие решений по выбору оптимальной системы разработки и сроках внедрения системы ППД.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КАК ИНСТРУМЕНТ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПЛАСТА

Комплексирование данных различных методов ГДИС дает возможность определить наличие или отсутствие влияния подошвенных вод на фильтрацию флюида к стволу ГС. Целевой пласт ПК₁₋₃ разбит на три циклита А, В, С (рис. 1): А – малоизучен, преимущественно газонасыщенная зона, В – пойменная часть, подгазовая зона, С – русловая часть, первоочередной объект разработки, высоко-проницаемая нефтенасыщенная толща, находящаяся рядом с водонефтяным контактом (ВНК). Предполагается, что циклит С сообщается с ВНК, циклит В преимущественно изолирован глинистой перемычкой от циклита С. При обработке данных ГДИС и работы скважин были выявлены следующие проблемы.

1. Практически во всех пробуренных ГС отсутствуют продолжительные линейные потоки. После 10 ч остановки скважины производная давления выходит на полку радиального режима течения, который продолжается до 1000 ч [1]. С точки зрения классического подхода к интерпретации данных ГДИС это свидетельствует о том, что основная часть ствола не вовлечена в работу. Для получения полного объема данных в ряде скважин были проведены промылово-геофизические исследования (ПГИ) [2], которые в свою очередь показали, что работает значительная часть ствола.

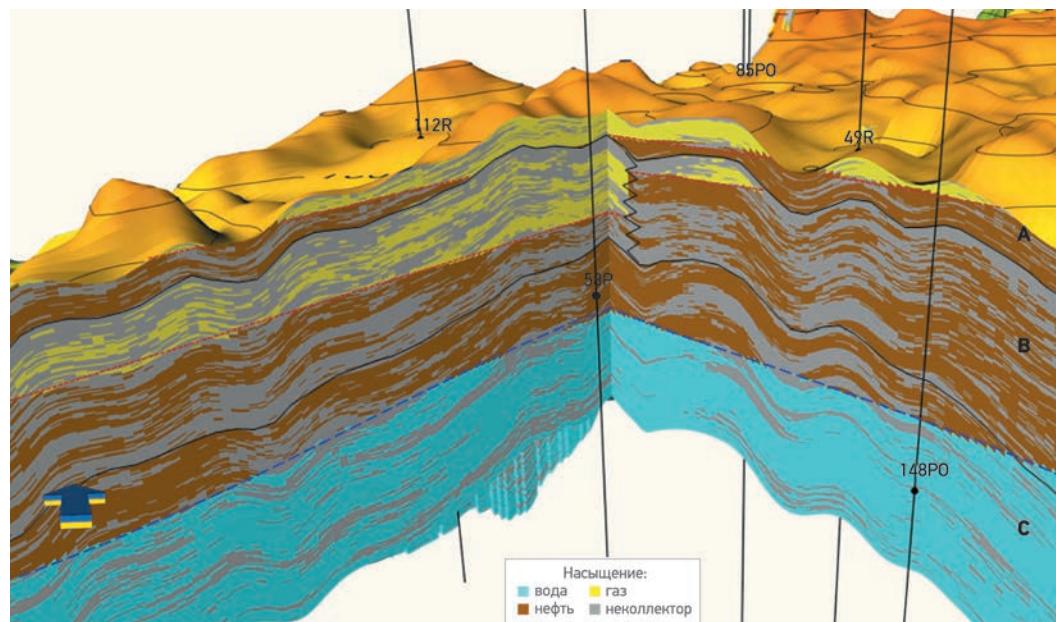


Рис. 1. Геологический разрез пласта ПК₁₋₃

2. В некоторых скважинах был получен приток воды, связанный с конусообразованием, из нижних водонасыщенных пластов. Обводненность резко возрастает до 99 %, на диагностическом графике наблюдается падение производной давления – образование сферического режима течения [3].

3. По ряду скважин было диагностировано негативное влияние газа. При записи кривой восстановления давления (КВД) скважина периодически восстанавливается до начального и до аномально высокого давлений. Основной причиной принято считать эффект от высокой подвески манометра. Манометр после остановки скважины для снятия КВД находится либо в жидкости, либо в газообразной фазе. Выделившийся после разгазирования газ передавливает нефть под электрокентробежный насос (ЭЦН) и на начальном этапе искажает КВД.

Основой для понимания геологического строения пласта послужило гидропрослушивание. Во время остановки одной из скважин для записи КВД ввели в эксплуатацию вновь пробуренную соседнюю скважину, расположенную в 150 м от рассматриваемой. Реакция на запуск была получена в течение короткого времени (рис. 2). На скорость наступления реакции влияет пьезопроводность пласта

$$\chi = \frac{R^2 t_1}{4t_{\max} t_2} \frac{1}{\ln \frac{t_{\max}}{t_2}} = \frac{k}{\mu \beta^*}, \quad (1)$$

где R – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; t_1 – время

между первым и вторым изменением дебита возмущающей скважины, с; t_2 – время запаздывания сигнала ($t_{\max} - t_1$); t_{\max} – время с момента первого изменения дебита (возможная остановка нагнетательной скважины) до момента регистрации возмущения в наблюдательной скважине; k – проницаемость пласта, мкм^2 ; μ – вязкость жидкости в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; β^* – коэффициент упругоемкости пласта, 10 МПа.

Амплитуда создаваемого импульса зависит от гидропроводности

$$\epsilon = 921,5 \frac{\Delta Q_0 (E_i(-x_0) - E_i(-x_1))}{\Delta p_{\max}} = \frac{kh}{\mu}, \quad (2)$$

где $x_0 = R^2 / 4\chi t_{\max}$; $x_1 = R^2 / 4\chi t_2$; $E_i(-x)$ – интегрально показательная функция аргумента x ; Δp_{\max} – максимальное изменение давления в реагирующей скважине, Па; h – эффективная толщина пласта, м.

Зная время наступления реакции и величину амплитуды, можно из уравнения (1) получить значение проницаемости

$$k = \chi \mu \beta^*, \quad (3)$$

а из уравнения (2) – значение эффективной толщины [4]

$$h = \frac{\epsilon \mu}{k}. \quad (4)$$

По отклонению, полученному в скв. 601Г и 1601Г, используя приведенные уравнения,

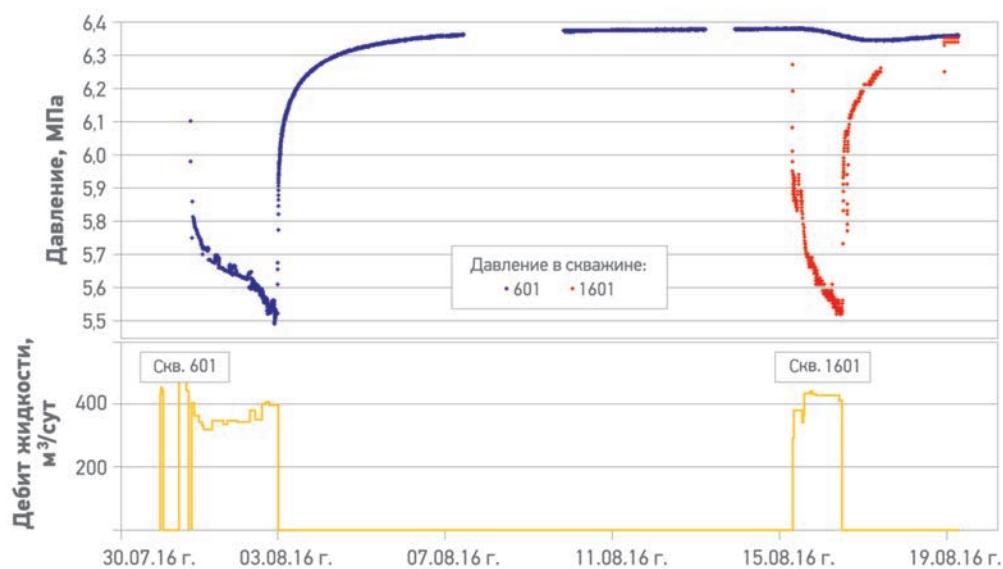


Рис. 2. Изменение забойного давления и дебита жидкости в скв. 601Г и 1601Г

была рассчитана эффективная толщина, которая варьировалась от 100 до 120 м, что значительно больше нефтенасыщенной толщины пласта, полученной по геологической модели. Аналогичный расчет был выполнен по данным всех скважин, где было диагностировано взаимовлияние. Дополнительно проводилось сопоставление фактических данных с расчетами на секторной модели при различной толщине пласта. С использованием полученных данных была построена карта общей толщины по результатам гидропрослушивания (рис. 3). Эта карта была наложена на карту глинистой перемычки циклита С и аквифера, что позволило сделать вывод: с уменьшением глинистой перемычки толщина пласта, определенная по гидропрослушиванию, увеличивается.

Общая толщина рассчитывалась как толщина пласта, переведенная в нефтяной эквивалент, при работе которой должно произойти такое же изменение давления в реагирующей на создание аналогичного импульса скважине. После однозначного определения влияния подстилающей воды (значительная толщина по данным гидропрослушивания, обводнение скважин) вернулись к вопросу отсутствия продолжительного режима течения при исследовании ГС. Просчитан вариант остановки скважины для снятия КВД при работе не только нефтенасыщенного пласта, но и водонасыщенной части. В этом случае создавае-

мый отклик от непроницаемой границы, которой является подошва, диагностируется на достаточно поздних временах либо совсем не диагностируется. В итоге ошибка возникает не только в определении эффективной длины ствола, но и в определении проницаемости. Однако в некоторых скважинах были получены достаточно продолжительные линейные потоки. Данные скважины были разделены на две группы: вскрывшие циклит В и вскрывшие циклит С. Линейный поток в скважинах циклита В обусловлен работой горизонтального ствола, так как сам циклит гидродинамически не связан с водоносным горизонтом, и отклик давления на кровлю и подошву диагностируется линейным течением на производной давления. В скважинах циклита С продолжительные линейные течения более 100 ч могут характеризовать тектонические нарушения в пласте, а не отклики от кровли и подошвы. Данные скважины с большей долей вероятности быстро обводняются за счет движения воды по тектоническим разломам.

Был также проведен анализ геолого-гидродинамической связности скважин, вводимых в эксплуатацию на объекте, который более чем в половине случаев показал отсутствие связи. Построенные по полученным результатам карты позволили уточнить геологические особенности пласта в зоне отборов.

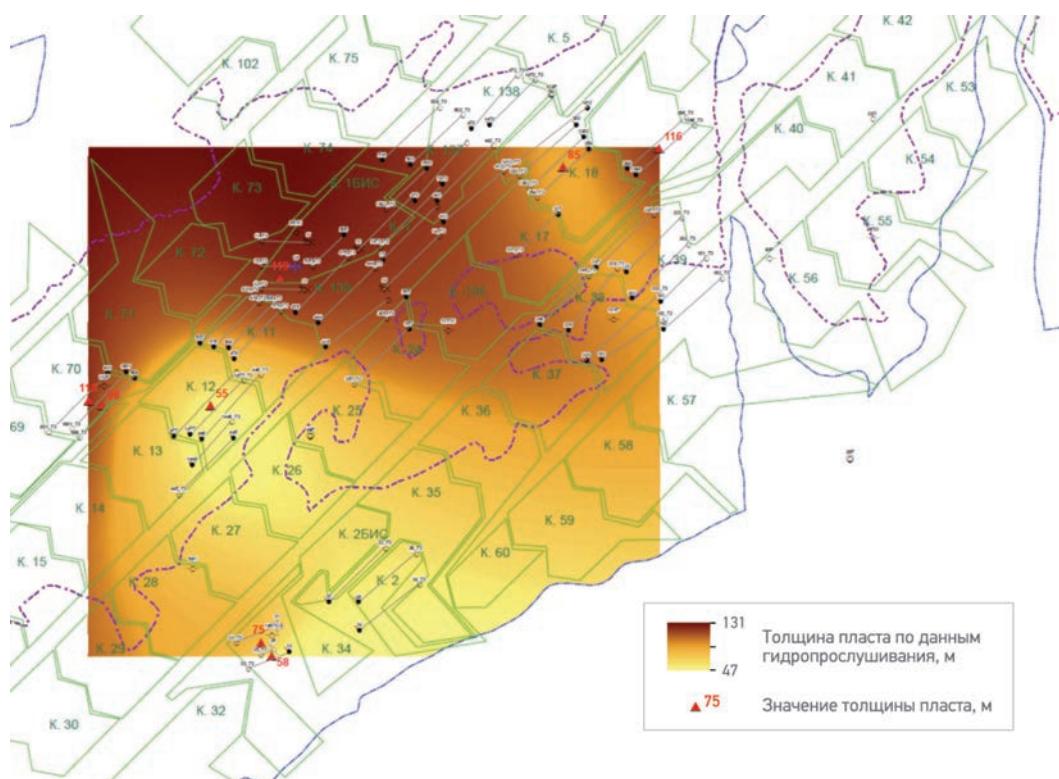


Рис. 3. Карта толщины пласта по данным гидропрослушивания

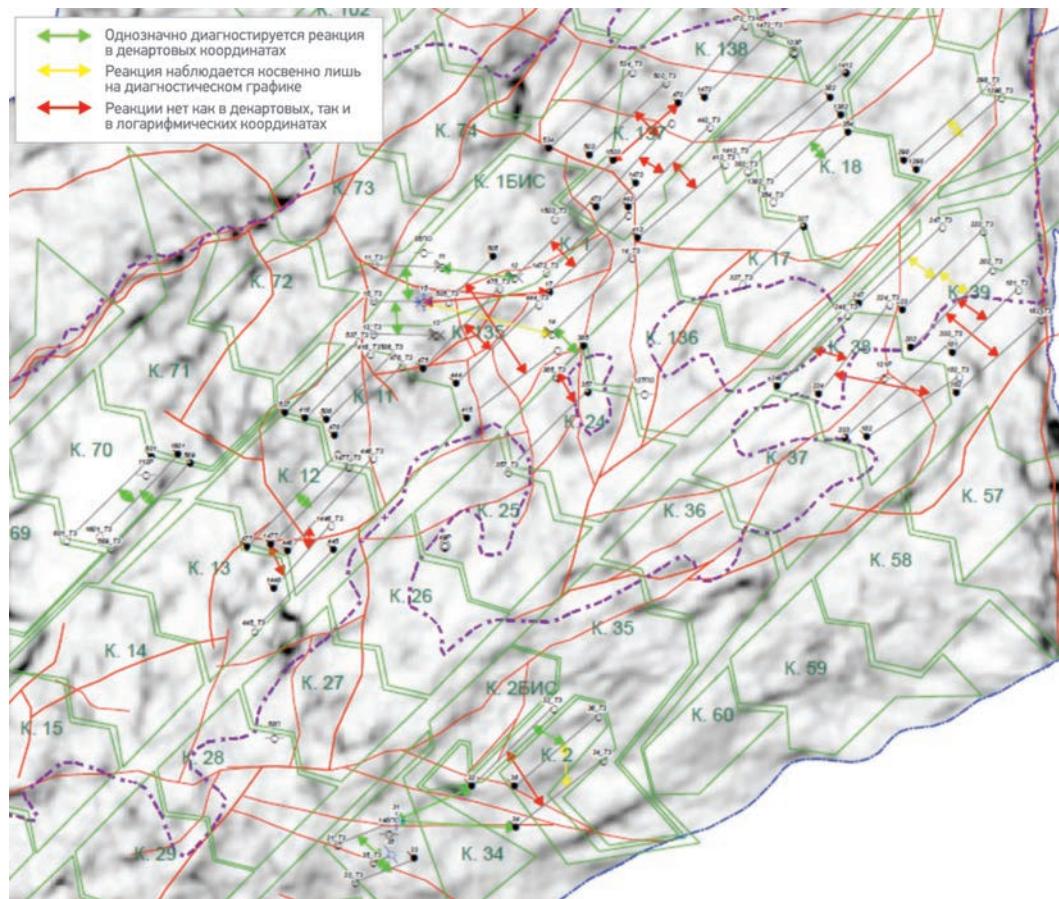


Рис. 4. Карта когерентности. Гидродинамическая связь между скважинами, вводимыми в эксплуатацию

ВЛИЯНИЕ ПОДСТИЛАЮЩИХ ВОД НА ТЕМПЫ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

После получения данных и построения карты общей толщины пласта остался открытым вопрос ввода закачки при работе мощной подстилающей пачки, которая должна компенсировать текущие отборы на начальном этапе разработки. На секторной модели проведен расчет на сетке скважин с типовым размещением для циклита С – 150 м между скважинами [5, 6]. Заложен рост подвижности с глубиной – для воды в 30 раз больше (**рис. 4**).

Результаты расчета показали, что при толщине работающего пласта 120 м и среднем отборе 50 м³/сут темп падения пластового давления на участке составляет 2,9 МПа/год. Это означает, что необходимо вводить нагнетательные скважины в первый год работы фонда скважин.

По данным, полученным на секторной модели (**рис. 5**), был построен диагностический график КВД (**рис. 6**), который идентичен аналитическому и имеет сходство с фактическими данными.

Дополнительно по результатам исследований скважин было определено, что помимо мощ-

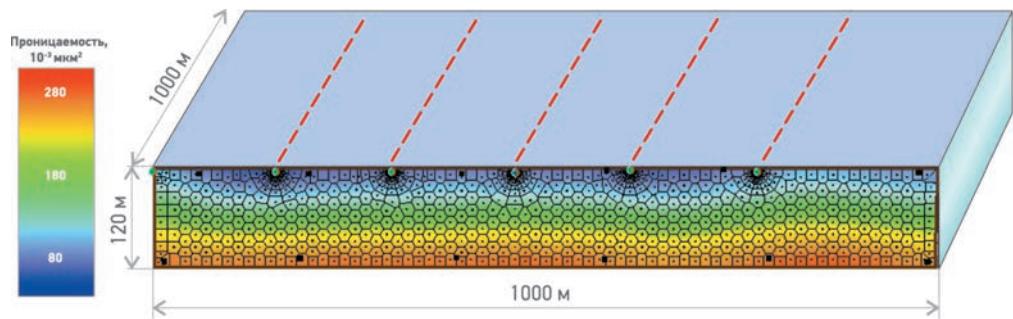


Рис. 5. Секторная модель типового участка разработки толщиной 120 м

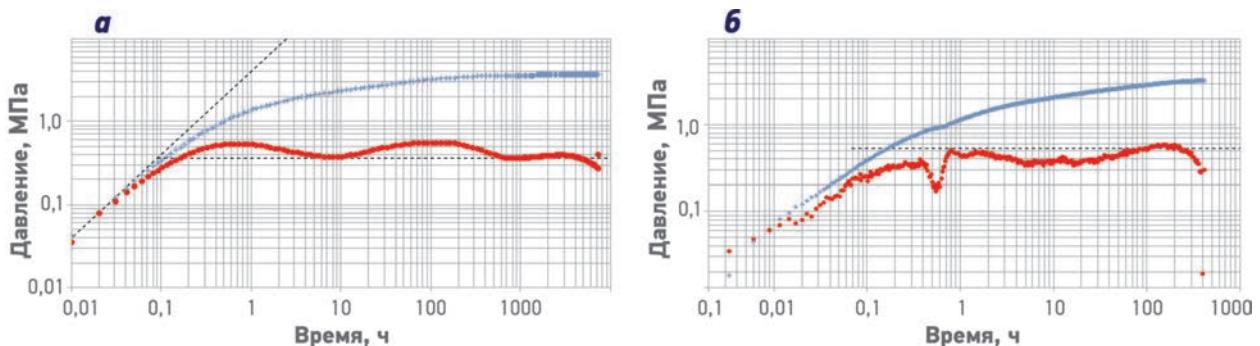


Рис. 6. Диагностический график модельной (а) и фактической (б) КВД

ной водоносной подстилающей пачки имеется латеральная поддержка водоносного горизонта, что означает работу более одного года без ввода нагнетательных скважин. Длительный мониторинг работы скважин на гидродинамической модели подтвердил участие в фильтрации дополнительной нижележащей водоносной толщины 150–200 м и влияние горизонтального водоносного горизонта.

ВЫВОДЫ

1. Изучение и правильное понимание причин темпов падения давления на Восточно-Месояхском месторождении дало возможность увеличить время отработки скважин до перевода в систему ППД от 6 до 12 мес.

2. Рекомендуется наиболее обводненные скважины переводить в систему ППД для компенсации давления через нижележащие подошвенные воды.
3. В скважинах, вскрывших циклит В, необходима закачка жидкости нагнетания на низких репрессиях для обеспечения латерального заводнения и минимизации языковых прорывов воды.
4. Составленная концептуальная схема проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин позволяет определить геологические особенности строения пласта на стадии опытно-промышленных работ и принимать решения по вводу системы ППД.

Список литературы

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление развития современных ГДИС // Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.
2. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслового-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д.Ю. Баженов, А.А. Ридель, Д.А. Листойкин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
3. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В. Мангазеев. – Томск: ЦПС НД ТПУ, 2009. – С. 240.
4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 476 с.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей // М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 894 с.
6. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования / Д.Н. Гуляев, В.В. Конурин, В.Н. Кричевский, С.И. Мельников // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 82–85.

References

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., *Long-term monitoring of field parameters as a signed development direction of modern well test* (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2012, no. 9, pp. 4–8.
2. Bazhenov D.Yu., Ridel' A.A., Listoykin D.A. et al., *Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom Neft PJSC* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 52–55.
3. Deeva T.A., Kamardinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V., *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin: analiz i interpretatsiya dannykh* (Hydrodynamic studies of wells: analysis and interpretation of data), Tomsk: Publ. of TPU, 2009, pp. 240.
4. Earlougher R.C. Jr., *Advances in well test analysis*, SPE Monograph Series, 1977, V. 5, 264 p.
5. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N., *Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftyanykh i gazovykh zalezhey* (Information support and technologies of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits), Moscow - Izhevsk: Publ. of Institute of Computer Science, 2012, 894 p.
6. Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Krichevskiy V.N., Mel'nikov S.I. et al., *Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2012, no. 12, pp. 82–85.

UDC 622.276.66

© Group of authors,
2018

SCREENLESS FRACTURING TO SAND CONTROL. ROD SHAPE PROPPANT IMPLEMENTATION FOR UNCONSOLIDATED MATURE FORMATIONS, PANNONIAN BASIN, EUROPE

ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА БЕЗ УСТАНОВКИ ФИЛЬТРОВ КАК МЕТОД КОНТРОЛЯ ВЫНОСА ПЕСКА. ПРИМЕНЕНИЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ПРОППАНТА НА ПРИМЕРЕ НЕКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ ПАННОНСКОГО БАССЕЙНА (ЕВРОПА)

R. Malon, J. Abbott Schlumberger SER d.o.o., **S. Frolov, V. Kulakov** NIS a.d., Novi Sad, **P. Vereshchagin** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Электронный адрес: Vereshchagin.PSe@gazpromneft-ntc.ru

Keywords: fracturing, soft rock, unconsolidated reservoir, Rod Shape Prop, sand production, skin, mini frac, mature field

Р. Малон, Дж. Эбботт Schlumberger SER d.o.o., **С. Фролов, В. Кулаков** NIS a.d., Novi Sad, **П. Верещагин** Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Настоящая статья основана на результатах полевых испытаний, проведенных на одном из зрелых нефтяных месторождений Паннонского бассейна на территории Сербии, разработка которого началась в 1952 г. Изучаемый объект представляет собой слабо-консолидированный песчаный пласт, высокой проницаемости, эксплуатация которого была осложнена выносом песка и высокой вязкостью добываемой продукции. Пласт сильно истощен, что увеличивает тенденцию к выносу песка. В прошлом традиционные методы борьбы с пескопроявлением показали себя не эффективными и ухудшали показатели добычи.

Ключевой задачей этого испытания было достижение значительного отрицательного скрин-фактора в сильно истощенном неконсолидированном пласте, насыщенном высоковязкой нефтью. Стандартные операции с установкой гравийных систем частично ограничивали вынос песка, а также увеличивали скрин-фактор, что негативно влияло на добычу. В пилотных испытаниях применялось ГРП другой модификации - по сравнению с обычными операциями по гидроизрыву с установкой гравийного фильтра. Для обеспечения максимальной проводимости трещин была применена технология ГРП с концевым экранированием трещины (TSO). При эксплуатации после проведения ГРП определялся дебит скважины с оценкой выноса твердой фазы. Если наблюдался вынос песка, тогда устанавливались песчаные фильтры с помощью бригады КРС. После спуска фильтров скважины запускались в добычу. Позже были выполнены успешные испытания с использованием цилиндрического проппанта, что полностью обеспечило контроль выноса песка без установки фильтров и позволило оптимизировать добычу.

Ввиду отсутствия стандартных данных для успешного моделирования ГРП на выбранном месторождении, прогнозирование результатов было затруднено. Ключевую роль играл термокаротаж, который можно провести только при свободном доступе к забою. Анализ результатов пилотных испытаний на приемистость и термокаротаж помогли восполнить недостающие данные. Эти результаты помогли выполнить калибровку геомеханических моделей, что позволило спроектировать схему ГРП.

На текущий момент выполнено 10 скважино-операций. Несмотря на высокую концентрацию проппанта (более 1800 кг/м³), случаев screenout, зарегистрировано не было. Прирост добычи нефти по скважинам от 2 до 5 раз без выноса песка. Скважины обеспечивают стабильный рост добычи в течение первого полугода эксплуатации. В настоящей статье описаны упрощенные методы и технологии, применяемые для обеспечения устойчивого повышения добычи на этом зрелом месторождении.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, неконсолидированный пласт, цилиндрический проппант, вынос песка, скрин-фактор, мини-ГРП, зрелое месторождение

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-58-63

INTRODUCTION

Proppant fracturing stimulation has been being actively used in Pannonian Basin for the last several years. The fracturing candidates were

presented by wide range of formation types with different formation properties. In the majority of the cases, the stimulation operations were expanded in the mature oil and gas fields with limited reservoir characterization data.

It resulted data collection on fly for the missing geomechanical formation properties with the following calibrating treatment designs to achieve the proppant placement and production targets. While cumulating the successful experience of enhanced oil production in the mature fields, a new pilot project was launched of using proppant fracturing technique in the unconsolidated sandstone formations to promote both sand control and enhanced production. As results, the first trial operations were completed for oilfield X in the Serbian region of the Panonian Basin.

GENERAL CONCEPTS OF OPERATIONS AND GENERIC TRIAL WELL PROFILE

The most of wells were either vertical or deviated well with single perforation intervals (<10 m). There were few wells with multi perforation, up to 4 intervals, total perforation around 50 m. Average formation TVD is around 950 m. The reservoir is represented by moderate permeability unconsolidated sandstone formation. The current reservoir pressure gradient varies in 0.07-0.08 bars/m range. The oilfield has been in commercial production since 1952 s. Both formation depletion and sand production significantly impacts further well production. Proppant fracturing intervention was selected as one of the key methods to extend production life for the active wells in the oilfield. The operations were scheduled without a rig on location as per conventional fracturing completion strategy. Together with the production increase, fracturing target was also to support sand control management. The frac to sand control concept is based on reduction of the active forces on near wellbore area by modification of the fluid flow from radial to bilinear as per **fig. 1**. After the fluid flow change, the dominant portion of the production can be transited to the wellbore via high conduction channel such as propped fracture. It allows to reduce pressure drawdown and improve wellbore stability. Additionally, the fracture is completed by more resistant packing in comparison with poorly consolidated sandstone.

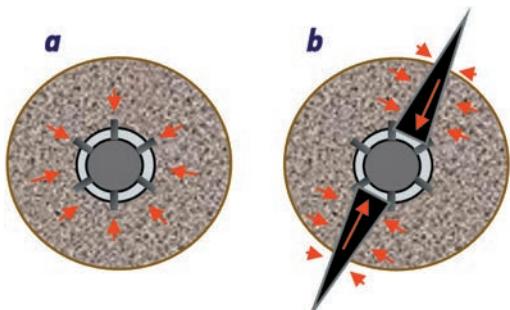


Fig. 1. Radial and Bilinear Flow to wellbore:
a – Non-fractured well; b – Fractured well

A tip screen-out was designed that promotes enhanced fracture width and maximize fracture permeability. The general planning was based on 2-2.5 tons of proppant coverage per meter of expected fracture height. It resulted 40-70 MT frac treatment executions. 16/30 ISP and 16/30 RCP proppants were selected for the first trial wells.

The formation bottomhole temperature was around 60 degC. A wide range of stimulation and sand control fluid systems are available for this temperature. In the current cases, one of the most common and affordable system was selected which is polymer guar based fluid with borate crosslinker. The fluid was designed to provide sufficient fluid viscosity (400-600 cP at 100 sec^{-1}) to carry proppant on the extreme proppant concentrations up to 1800 KgPA.

The first wells were planned with 2.0-2.6 m^3/min pump rate. It was taken into consideration that relatively high leak-off may be met in the moderate permeability unconsolidated formation. As result both pump rate and PAD percentage were in balance to ensure all scheduled proppant placement and enforce maximum fracture conductivity via TSO.

The target fracture properties were set as the following:

Propped fracture half-length – 50-70 m;
Dimensionless fracture conductivity – ≥ 1.0 ;
Height – 25-30 m;
Conductivity – 2000-3000 $\text{mD}\cdot\text{m}$.

MINI-FRACTURING (DIAGNOSTIC) ANALYSIS AS A KEY TO SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF THE DESIGN STRATEGY

Due to maturity of the field, the reservoir and geomechanical data were limited which generated challenging conditions of fracture placement in the unconsolidated formations. The risk of premature screenout was high why attempting TSO. Very often, the geomechanical model was built based on shale volume extrapolation from gamma ray or spontaneous potential logs. Sonic log data was not available except few occasional cases when compressional sonic travel time (DTC) was recorded. The mini-frac was an essential step to collect more information which was needed for job execution.

The mini-frac analysis involves 2 steps: breakdown and calibration diagnostic. The fracture was initiated on breakdown stage. The breakdown was performed with the treated water which contained clay stabilizer and surfactant. This step allows to estimate preliminary fracture closure. The crosslinked fluid efficiency and closure were confirmed during calibration injection. 100-200 KgPA

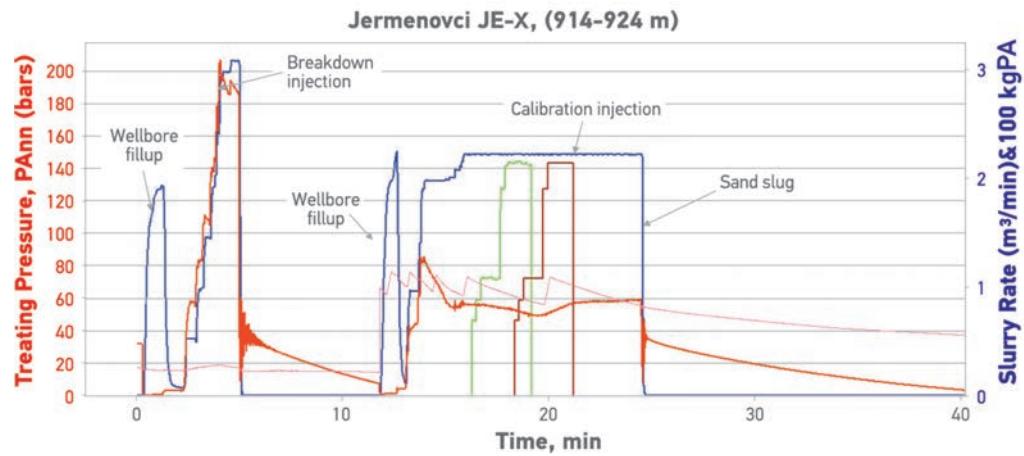


Fig. 2. Diagnostic Injections prior Main Frac

small sand slugs were included into calibration injection in order to verify potential bridging issues. The injection data was analyzed with optimization of simulation model in order to achieve good matching between calibration execution record data and simulation results for the same scenario.

The accuracy of stimulation model calibration increased significantly due to ability to perform post injection temperature logs. In spite of frac and pack operations, the screenless fracturing provides free access for the well logging. The fracture height could be identified in this case. With the other data (fluid efficiency, closure stresses, Net pressure), a stimulation model could be calibrated with the adjustment of main frac preliminary design even though the initial data package was poor.

The exclusive design was selected for each individual well. The new findings and cumulative experience were implemented in the each further well accordingly. Finally, all treatment were calibrated on fly as per actual pressure response while pumping and real time model adjustment by engineers on wellsite.

On the **fig. 2** you can see the execution plot of the first job. As it was mentioned, the pump rate was balanced to provide both placement and TSO packing. Once it was observed on fly that treatments is smooth with the 2.4 m³/min pump rate, the rate was forced down to promote fracture closure and proppant packing. The rate was dropped gradually up to 0.5 m³/min at last 1500 KgPA final prop concentration. In this particular case, the shut down was called 2 m³ earlier before the designed in the flush. Several min time was given for partial fracture closure. Then the well was completed at 0.5 m³/min to squeeze NWB area.

Based on the first trial results, the following fracturing design was optimized to promote tip

screenout proppant packing. The pump rate and clean fluid reduction volumes were changed as a key parameters.

Additionally, the next treatments were planned with live annulus completion without packer installation for fracturing execution according to verified well integrity calculations. It allows to monitor BHP pressure behavior in real time through the annulus response while using hydrostatic pressure offset. Beside the technical advantage, this step allowed to simplify workover operations prior the treatment and eliminate the packer related costs.

As you can see on the **fig. 3**, the annulus pressure represents bottomhole pressure with the offset of annulus hydrostatic. It supports more accurate fracture modeling with reduction of design failure risk while performing tip screenout treatments.

After the successful set of operational job deliverability and positive production result observations, the following step was performed to maximize fracture conductivity and increase chances of post frac screenless well performance. The further optimization has been performed via introduction of unconventional shape proppant type such as RodPROP*.

The RodPROP was able to provide strong fracture conductivity increase in comparison with other ceramic proppants and 16/30 RCP in particular (~1800 D vs ~600 D pack permeability for Jermenovci reservoir stimulation case). It enhances near wellbore stability and proppant flowback control via interlock mechanical interference of cylindrical proppant particles without a need of chemical bonding. This was strong advantage on Jermenovci field where resins consolidation was challenged by both relatively low temperature (60-62 degC) and low stresses (<2500 psi). Additionally, RodPROP improves fracture clean up as per en-

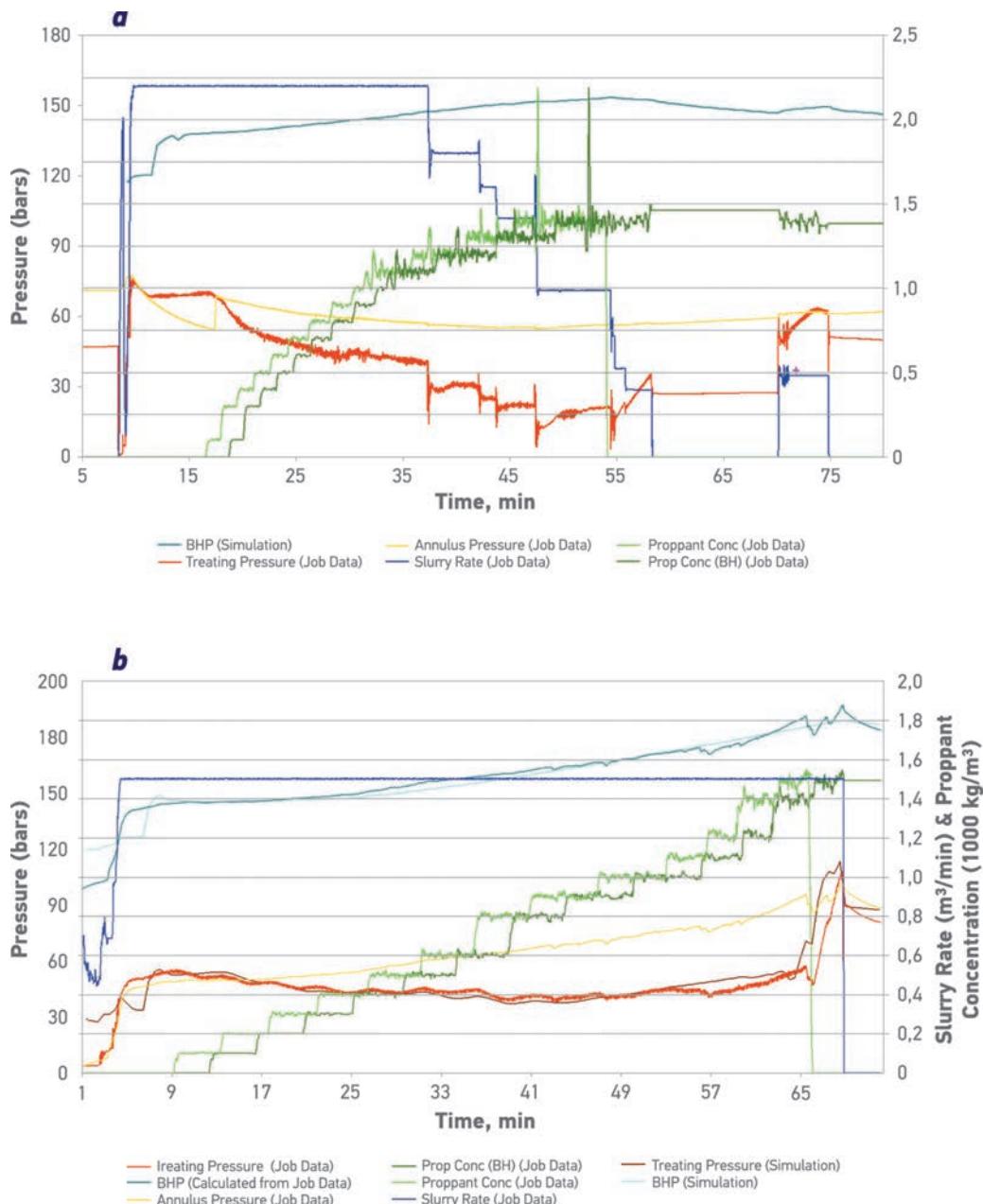


Fig. 3. TSO Fracturing with Live Annulus and Forced Rate Reduction

hanced fracture conductivity and better resistance to the driving forces (**fig. 4**).

The rod shape proppant was implemented into design as replacement of 16/30 RCP proppant. RodPROP ratio was around 30 % of total proppant volume. No additional actions were needed from the design or execution side. The post job evaluation indicated significant Fcd increase of treatments with RodPROP. As per comparison of 2 wells in the same area and the same job size, the fracture Fcd was estimated while using RodPROP and 2.2 Fcd for the 16/30 RCP case. Also, the RodPROP case well was put into production without the screen while screen was set for the second comparison well.

Workover post fracturing well operations
The screenless fracturing is rigless operation. It means that fracturing fleet and workover rig can be scheduled independently. It provides flexibility of planning what is not possible with the common frac & pack services.

After the completion of fracturing operations, the frac fleet was rigged down and moved to the next well as per fracturing schedule. Afterwards, the workover was mobilized to the treated well for clean up operations. The post treatment workover operations included the following stages: frac string POOH, wellbore cleanup with hydrostatic bailer, flowback testing and production completion setup. The solid flowback

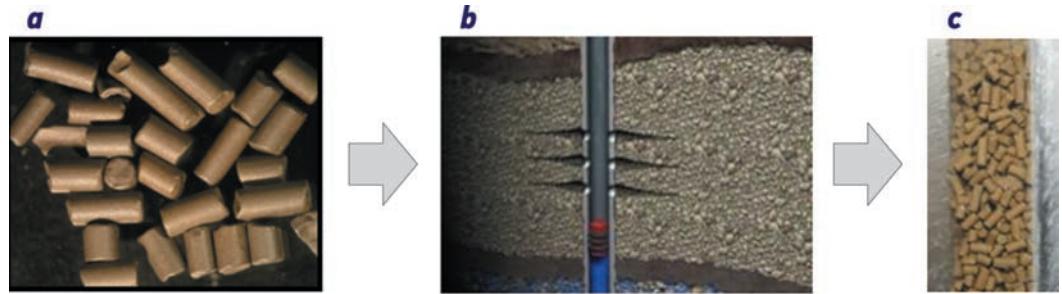


Fig. 4. Rod shaped proppant (a), Conductivity Limited Fractures (b) and Higher-Productivity Pack (c)

was verified during the flowback stage by measuring solid content in liquid production and actual well bottom tagging before and after the flowback stage. It was tested on flowback rates with gradual increase from 10 to 25 m³/day. The proppant flowback issues were still identified for the majority of wells completed with resin coated proppant. In this case the wellbore was cleaned out and gravel screens were installed according to the proppant size specification. No solid production issues were observed for wells completed with the Rod Shape Proppant. As result, this wells were put into production directly after production completion installation.

PRODUCTION RESULTS

By now, ten wells have been completed already in the oilfield X. The first wells were treated in Q3 2016 (**fig. 5**). Based on result observation, a few candidates are being selected each quarter since that time with ongoing operations up to date.

The current methodology has proven a stable fluid production enhancement with no pump failure due to solid flow. The oil production increment varies from 2 to 5 times. The results were beneficial in comparison with previous gravel pack operations which improves sand control management only. In the most cases,

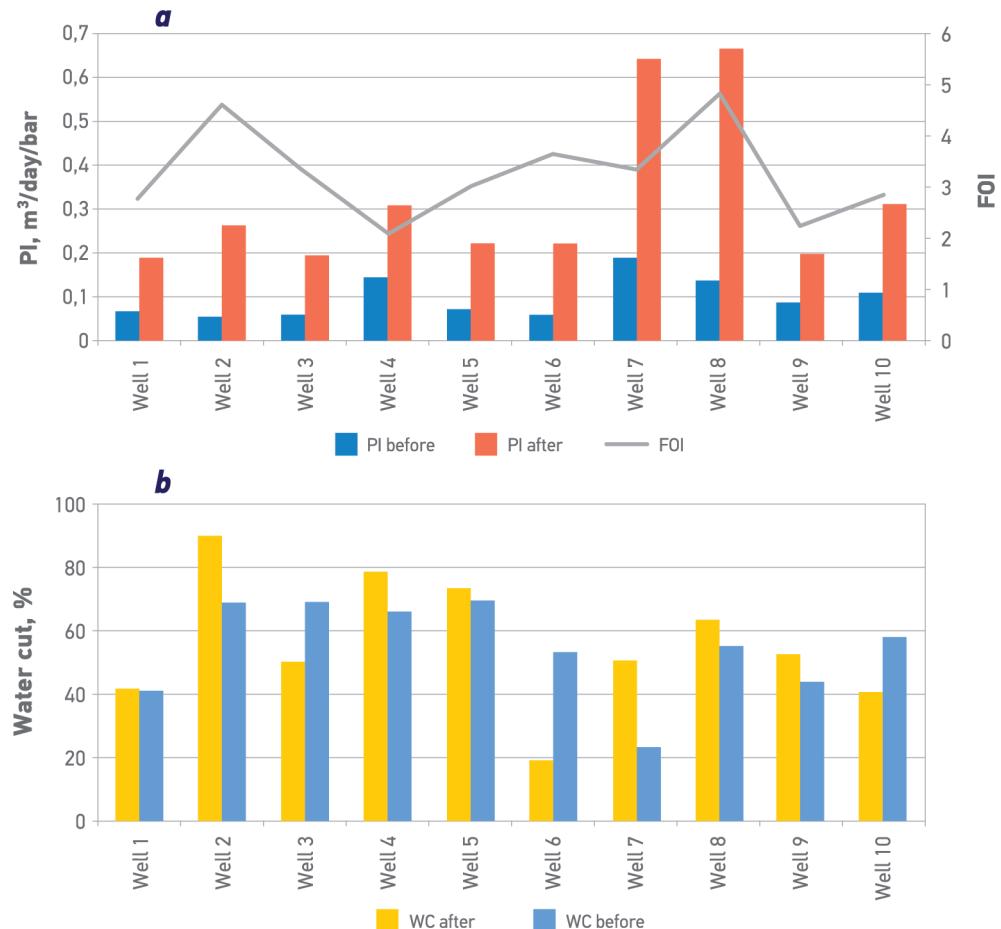


Fig. 5. Fluid Production indexes (a), Water Cut (b)

-4 to -5 skin could be obtained by fracturing for current reservoir conditions. Average post frac production index is around 0.3 m³/days/bars. The controlled placement of the frac geometry allows to maintain relatively similar water cut as before the treatment. The general production reference can be found in the plots below.

SUMMARY

The TSO fracturing stimulation operations enable to extend production life for the mature oilfield in Pannonian basin which has been developed for 60ty years. It reduced a sand production risk which is one of the key challenges on the field. If any solid flow potential was still identified after fracturing, the screens were installed additionally. Later, the stimulation design optimization and RodPROP implementation in tail-in promoted screen free wellbore completion. Overall, ten wells analysis indicates 330 % production increase after operations with already available a year history of intervention free constant production performance.

The current methodology was the most time and cost efficient for the current mature field. The rigless stimulation with screen free completion allowed to perform diagnostic injections with temperature logs that resulted fracture height confirmation. Based on mini-fracturing collected data, the missing reservoir and geomechanical data was compensated with significant accuracy increase of stimulation model calibration. As result, TSO fractures were placed successfully as designed. No cases of premature job terminated or well watering out were in place. In the same time, the flexibility on planning was available as per rigless fracturing with followed workover operations on flowback, potential screen and production set installation. Workover and fracturing were planned independently that allows to save around 2 operational days per well for each service during the multi well ongoing frac campaign. The sequential operations re-

duced effective wellsite area requirements up to 50 % with the following project cost saving as well.

Initially, the sand screens were still required as per flowback analysis. Even though, the local operator screens were satisfied in terms of specification since it wasn't exposed to high rate/high pressure pumping with abrasive fluids in spite of standard frac and pack operations scenario. The Rod Shape Prop implementation allowed to have fully screen free completion without solid production. It provided an additional optimization on the completion costs and workover operational time. The described case study resulted the significant milestones in production optimization and efficient sand control management for the oilfield X in Pannonian basin. More wells are scheduled to be treated recently and in near future.

THE CURRENT METHODOLOGY WAS THE MOST TIME AND COST EFFICIENT FOR THE CURRENT MATURE FIELD. THE RIGLESS STIMULATION WITH SCREEN FREE COMPLETION ALLOWED TO PERFORM DIAGNOSTIC INJECTIONS WITH TEMPERATURE LOGS THAT RESULTED FRACTURE HEIGHT CONFIRMATION

The summarized experience and methodology can be used a reference for the other fields which requires production to be enhanced in the unconsolidated formations with sand control management. It also provides an engineering guidance how such operational can be completed effectively even if the initial input data is very limited with high initial risk for conventional frac and pack operations.

ОПЫТ ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗЛИФТНОГО ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»

EXPERIENCE IN OPTIMIZATION OF GAS LIFT WELLS IN GAZPROMNEFT-ORENBURG

А.А. Шушаков, В.В. Ульянов, к.ф.-м.н.

ПАО «Газпром нефть»,

А.Е. Кучурин, Е.А. Кибиров

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

С.Н. Трубавин, В.В. Кузнецов

ООО «Газпромнефть-Оренбург»

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

Ключевые слова: «Газпром нефть», газлифт, развитие, месторождение

A.A. Shushakov, V.V. Ulyanov

Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

A.E. Kuchurin, E.A. Kibirev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

S.N. Trubavin, V.V. Kuznetsov

Gazpromneft-Orenburg LLC, RF, Orenburg

This paper will describe the evolution of gas lift systems and infrastructure over the past few years at Orenburg oil and gas and condensate field. The article present some ways to improve on efficiency of work of gas lift wells and actions to improve gas lift infrastructure at the field.

Keywords: Gazprom neft, gas lift, test, evolution, field

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-64-67

ВВЕДЕНИЕ

Для восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), осложненного высокими газовым фактором и содержанием сероводорода, оптимальным способом добычи является газлифт. Сотрудники ООО «Газпромнефть - Оренбург» совместно с коллегами из ООО «Газпромнефть НТЦ» и ПАО «Газпром нефть» осуществляют комплекс работ, направленных на совершенствование газлифтной эксплуатации скважин. Проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) и установка каплеотделителей на газовых скважинах, испытание и установка автоматизированной системы управления закачкой газлифтного газа, строительство газопроводов-лупингов, проводится опытная эксплуатация программы для расчета газлифтных скважин Gas lift Unifloc.

БЕСКОМПРЕССОРНЫЙ ГАЗЛИФТ

На восточном участке ОНГКМ более 70 % добывающих скважин эксплуатируются бескомпрессор-

ным газлифтом. При таком способе эксплуатации газ из газовой шапки извлекается через газовые скважины и направляется в систему распределения газлифтного газа без какой-либо подготовки. Схема действия безкомпрессорного газлифта приведена на рис. 1. В связи с отсутствием подготовки (осушки) газлифтного газа в газопроводе в точках изменения термобарических условий существует вероятность образования гидратных пробок. Наиболее значительные изменения давления и температуры происходят на угловых штуцерах, с помощью которых регулируют расход газа, подаваемого в газлифтные скважины. Гидраты представляют собой белые кристаллы, похожие на снежообразную кристаллическую массу. Они состоят из одной или нескольких молекул газа (метан, этан и другие) и нескольких молекул воды.

Выпадение гидратов приводит к уменьшению проходного сечения оборудования, вплоть до полной закупорки проходного канала, и соответственно к неконтролируемому снижению расхода, что может вызвать остановку скважин.

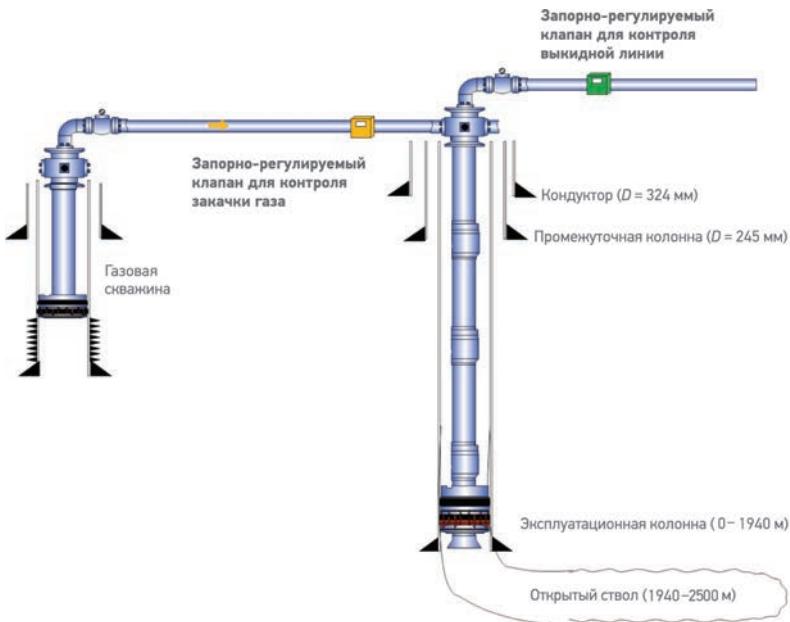


Рис. 1. Схема безкомпрессорного газлифта на восточном участке ОНГКМ

В качестве средств борьбы с гидратами применяют подогрев газа, ввод химических реагентов (метанола) в поток газа, локальный подогрев до температуры гидратообразования или улавливание жидкой фазы в потоке газа. Перечисленные способы имеют как достоинства, так и недостатки. Например, подогреватели наиболее распространены, но требуют значительных финансовых вложений. При введении реагентов в поток газа необходимы постоянные затраты на их приобретение. При этом, поскольку метanol является сильным ядом, для обслуживающего персонала дозировочных агрегатов требуются дополнительные средства защиты и дополнительные затраты на проведение защитных и профилактических мероприятий. В ООО «Газпромнефть-Оренбург» традиционно применяют дозирование метанола в поток газа. В 2016 г. провели ОПИ каплеотделителей. Установка каплеотделителей на газовых скважинах позволила в 2 раза снизить содержание жидких фракций в потоке газа, значительно сократить число гидратных пробок и соответственно число внутрисменных простоев. Потери нефти из-за внутрисменных простоев по причине гидратообразования сократились с 14579 т в 2015 г. до 6852 т в 2016 г. В 2017 г. были продолжены работы по установке каплеотделителей на газовые скважины-доноры, снабжающие газлифтную систему газом.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ РАСХОДА ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА

В автоматической системе управления и регулирования расхода газлифтного газа, которая

прошла успешные испытания на восточном участке Оренбургского месторождения, предусмотрен специальный алгоритм для защиты газопровода от гидратных пробок. При образовании гидратной пробки и превышении заданного значения давления система увеличивает расход газа и «сдувает» образовавшийся гидрат. Кроме того, дебит газовых скважин колеблется во времени.

Образование гидратных пробок, низкая точность регулирования расхода газа с помощью угловых штуцеров и колебания режимов работы скважин оказывают влияние на всю систему распределения газлифтного газа, что приводит к пульсациям давления и снижению эффективности работы газлифтных скважин.

Изучение мирового опыта позволило сделать вывод, что для стабилизации работы газлифтных скважин необходимо регулирование расхода газа по каждой скважине.

Автоматизированная система управления и регулирования расхода газлифтного газа (рис. 2) устанавливается на линию подачи активного газа в скважину. Эта система дает возможность измерять расход газа и температуру, регулировать расход рабочего агента, передавать технологические параметры на рабочее место технолога и управлять работой скважины в режиме реального времени.

Результаты испытаний автоматизированной системы управления и регулирования расхода газлифтного газа приведены на рис. 3. Дополнительный дебит нефти скважины составил от 0,4 до 3,0 т/сут.

Для снижения гидравлических потерь в системе газопроводов газлифтного газа в 2014–2016 гг. установили газопроводы-лупинги

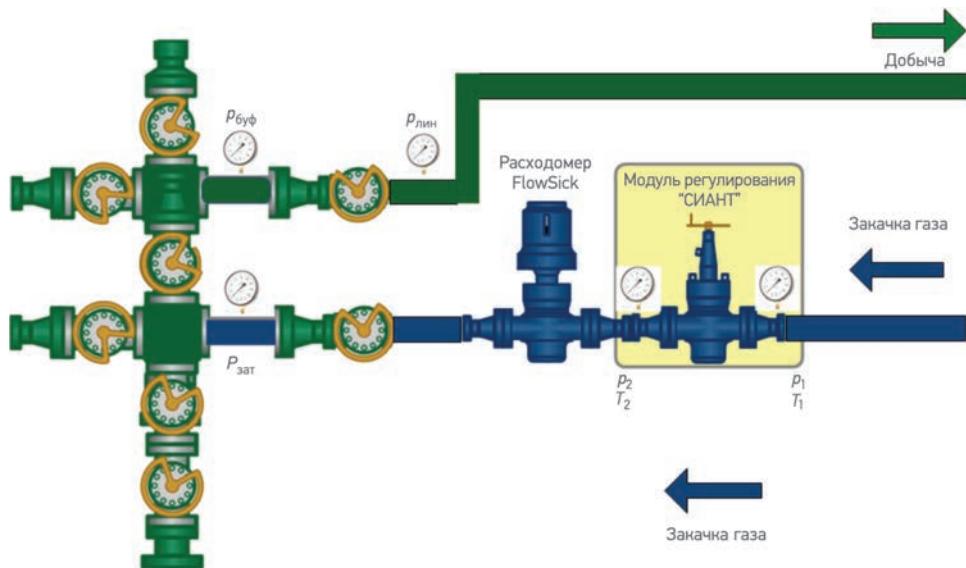


Рис. 2. Автоматизированная система управления и регулирования расхода газлифтного газа:
 $p_{\text{буф}}$, $p_{\text{лин}}$, $p_{\text{затр}}$ – давление соответственно буферное, на линии и затрубное; p_1 , p_2 – давление газа на участке 1–2,
 T_1 , T_2 – температура газа на участке 1–2

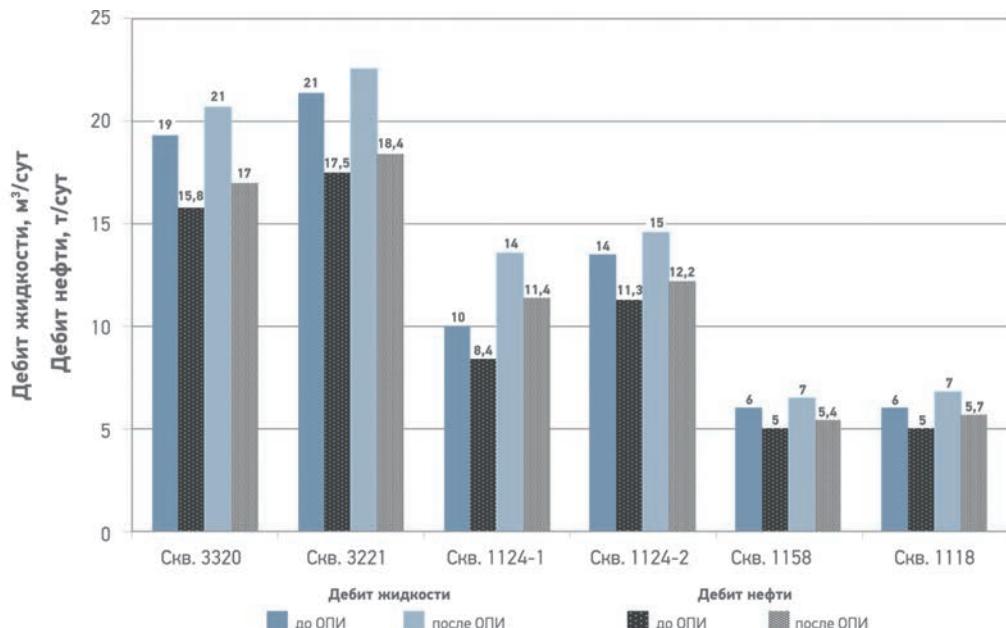


Рис. 3. Результаты ОПИ автоматизированной системы управления расходом газлифтного газа

на 11 объектах. В результате давление в газотранспортной системе за этот период увеличилось от 6,8 до 9,2 МПа (более чем на 34 %). В ООО «Газпромнефть НТЦ» разработан расчетный модуль Gas Lift Unifloc для подбора газлифтного оборудования и анализа работы газлифтных скважин. Модуль, реализованный в виде макросов в MS Excel, позволяет:

- проводить расчет распределения давления в НКТ и межтрубном пространстве газлифтной скважины;
- учитывать изменения температуры в точках закачки газа (температурные аномалии);

– проводить расчет характеристик газлифтных клапанов с учетом применения модифицированных клапанов (вкругот), а также расчет давлений открытия и закрытия клапанов (рис. 4). С начала 2016 г. модуль Gas Lift Unifloc проходит опытную эксплуатацию в ООО «Газпромнефть-Оренбург». Вышеперечисленные мероприятия позволили снизить удельный расход газлифтного газа для добычи жидкости из скважины. Основные показатели работы газлифтного фонда скважин на восточном участке ОНГКМ приведены на рис. 5.

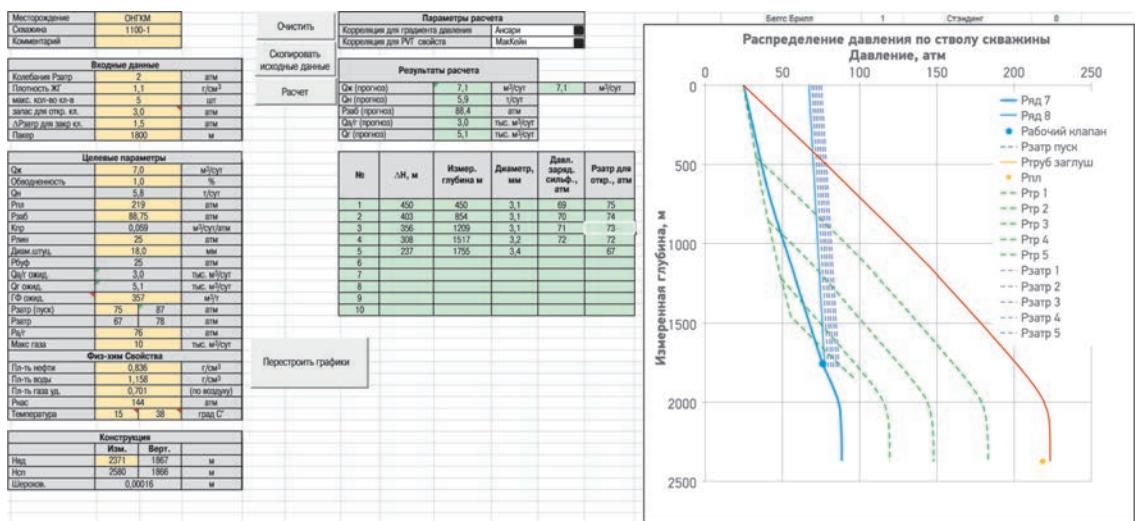


Рис. 4. Расчет характеристик газлифтных клапанов с применением модуля Gas Lift Unifloc



Рис. 5. Основные показатели работы газлифтного фонда восточного участка ОНГКМ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В 2018 г. работа по оптимизации газлифтного фонда продолжается. Осуществляется тиражирование автоматизированной системы управления и регулирования расхода газлифтного газа на газлифты скважины восточного

участка ОНГКМ ООО «Газпромнефть-Оренбург». В 2017 г. были приобретены 30 комплектов регуляторов расхода газлифтного газа.

Список литературы

1. Внедрение АСУ для оптимизации работы газлифтного фонда скважин на Оренбургском НГКМ / Е.А. Кибиров, А.Е. Кучурин, Р.Р. Гайнэтдинов [и др.] // Eurasia Oil&Gas – № 9–10. – С. 36–37.
2. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максутов, О.В. Чубанов [и др.]. – М.: Недра, 1984. – С. У. Лайонс, Г. Плиэг. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи. – М.: Профес-сия, 2009.
3. С. Польшаков. Газовый фильтр высокой производительности// Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 6. – С. 66–67.
4. Оптимизация работы газлифтного фонда скважин в условиях ЗАО «Газпром нефть Оренбург» с помощью нового расчетного модуля/ А.А. Шушаков, Н.М. Павлечко, Е.А. Кибиров [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 68–70.

Reference

1. Kibirev E.A., Kuchurin A.E., Gaynetdinov R.R. et al., *The introduction of automated control systems for the optimization of the gas-lift wells at the Orenburg oil and gas condensate field* (In Russ.), Eurasia Oil&Gas, no. 9–10, pp. 36–37.
2. Zaytsev Yu.V., Maksutov R.A., Chubanov O.V. et al., *Spravochnoe posobie po gazliftnomu sposobu ekspluatatsii skvazhin* (Reference book on gas lift well operation method), Moscow: Nedra Publ., 1984, p. Standard handbook of petroleum and natural gas engineering: edited by Lyons W.C., Plisga G.J., Elsevier, 2011.
3. Pol'shakov C., *High performance gas filter* (In Russ.), Neftegazovaya vertikal', 2015, no. 6, pp. 66–67.
4. Shushakov A.A., Pavlechko N.M., Kibirev E.A. et al., *Optimizing gas lift wells in conditions of Gazprom neft Orenburg SJSC with a new calculation module* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 12, pp. 68–70.

УДК 622.276.012

© Д.С. Паздерин,
2018

ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ КАК ОСНОВА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ (НА ПРИМЕРЕ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

GEOTECHNICAL MONITORING AS A BASIS FOR THE SAFE OPERATION OF OIL AND GAS PRODUCTION FACILITIES IN CRYOLITE AREA (BY THE EXAMPLE OF NOVOPORTOVSKOYE FIELD)

Д.С. Паздерин, к.т.н.
ООО «Газпромнефть-Ямал»

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

Ключевые слова: геотехнический мониторинг, многолетнемерзлые породы, криолитозона, надежность объектов, теплокарта

D.S. Pazderin
Gazpromneft NTC LLC, RF, Salekhard

The article contains the main provisions on the organization of geotechnical monitoring of permafrost. New methods of interpretation of long-term observations of stability of soils thermal state are offered. The concept of "heat map" in respect of construction of the temperature fields for large area objects is introduced. Some results of geotechnical monitoring at the Novoportovskoye oil and gas condensate field, including thermovision diagnostics of the devices of temperature stabilization of soils work capacity are presented.

Keywords: geotechnical monitoring, permafrost, cryolite area, objects reliability, heat map

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-68-72

ВВЕДЕНИЕ

Реализация наиболее значимых нефтегазовых проектов в XXI веке тесно связана с развитием новых крупных центров добычи углеводородного сырья и обустройством новых систем трубопроводного транспорта, в основном расположенных на территории распространения многолетнемерзлых пород. Одним из таких крупных проектов является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное на п-ве Ямал, в 30 км от побережья Обской губы, в 250 км к северу от г. Надыма. Извлекаемые запасы месторождения категорий С₁ и С₂ составляют более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд м³ газа (с учетом палеозойских отложений).

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Природные особенности Новопортовского НГКМ обусловливают использование в качестве оснований для строительства площадных объектов многолетнемерзлые породы. Производ-

ственный опыт и литературные источники [1] свидетельствуют о том, что степень значимости отказов нефтедобывающих систем в криолитозоне из-за взаимодействия с многолетнемерзлыми породами сравнима со степенью значимости отказов по технологическим причинам. В настоящее время проектирование зданий и сооружений на основаниях из многолетнемерзлых пород с использованием грунтов по первому принципу регламентируется сводом правил СП 25.13330.2012. Суть расчетных операций заключается в проверке соотношений нагрузок и воздействий с применением соответствующего коэффициента запаса, часто не превышающего 1,2 [2]. В качестве исходной информации используются материалы инженерных изысканий, проведенных до начала строительства. Все неучтенные и не исследованные в процессе изысканий факторы воздействия (например, тепловое воздействие зданий и сооружений в процессе эксплуатации, потепление климата) предполагается включить в 20%-ный запас надежности расчета. Свод правил СП 25.13330.2012 требует от про-

ектных, строительных и эксплуатирующих организаций обустройства сети наблюдений за температурным режимом оснований и деформациями инженерных сооружений. При этом в них не указано, каким образом следует использовать результаты наблюдений. В связи с этим возникает вполне обоснованный вопрос: адекватное ли количество материальных ресурсов (до 20 %) вложено в обеспечение механической надежности инженерного сооружения? Эксплуатирующие организации обычно уделяют недостаточное внимание режимному опросу сети геотехнического мониторинга.

Периодическое привлечение к данным работам сторонних организаций не позволяет определить степень опасности измеренных аномалий температурного поля грунтов оснований и планово-высотных положений. С целью усиления контроля этих опасных явлений, а также для минимизации воздействия на окружающую среду негативных факторов, связанных с добывчей нефти и газа, в ООО «Газпромнефть-Ямал» создано подразделение, оснащенное необходимым современным оборудованием для геотехнического мониторинга на Новопортовском НГКМ в период строительства и эксплуатации объектов.

Виды наблюдений, осуществляемых в рамках выполнения геотехнического мониторинга, и их периодичность должны обеспечивать получение необходимого набора параметров, позволяющих:

- достоверно определить текущее состояние объекта;
- спрогнозировать возможное изменение ситуации в течение ближайших лет с целью выра-

ботки необходимых мероприятий по стабилизации ситуации.

В ходе геотехнического мониторинга ведется наблюдение за:

- температурой грунтов в основании зданий и сооружений;
- температурой воздуха в проветриваемом подполье;
- температурой окружающего воздуха и скоростью ветра;
- гидрогеологическим состоянием оснований;
- планово-высотным положением фундаментов.

Проверяется работоспособность сезонно-действующих охлаждающих устройств (только в зимний период).

В связи с тем, что ввод в эксплуатацию сооружений еще продолжается, и грунты оснований переходят из естественного природного состояния в проектное, перечисленные выше работы необходимо выполнять с большей частотой, чем это предусмотрено в нормативной документации. Так, при полном переходе грунтов в проектный режим предусмотрено проведение геотехнического мониторинга один раз в квартал, в переходный период – ежемесячно.

С целью контроля деформаций свайных фундаментов предусмотрено режимное нивелирование всех зданий и сооружений. Нивелирование выполняется не реже двух раз в год – в период максимальных оттаивания (сентябрь–октябрь) и промерзания (апрель–май) грунтов.

Для получения информации о текущей климатической ситуации на Новопортовском месторождении проведен сравнительный анализ фактической температуры воздуха и данных, принятых при проектировании [3]. Ре-

Месяц	Температура воздуха, °С, на метеостанции Новый Порт												Нормативное значение
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
I	-30,5	-14,4	-15,9	-23,5	-24,5	-22,6	-19,7	-28,0	-29,9	-26,9	-19,6	-23,5	-24,9
II	-22,5	-32,2	-20,3	-27,0	-34,0	-24,2	-17,0	-18,4	-28,8	-23,1	-11,6	-23,4	-25,1
III	-18,6	-16,3	-19,8	-18,7	-18,4	-11,9	-17,1	-27,0	-11,9	-13,2	-15,1	-7,8	-19
IV	-20,5	-5,2	-13,2	-11,6	-18,4	-6,5	-9,8	-9,1	-8,6	-7,7	-6,2	-13,2	-13,3
V	-3,6	-7,0	-4,3	-6,4	-3,9	-0,4	-2,9	-3,2	-2,3	0,6	-3,2	-6,3	-4,9
VI	5,0	3,3	2,4	3,9	3,8	8,9	10,7	5,3	5,1	9,5	9,8	5,5	3,8
VII	11,0	16,5	12,0	11,6	9,9	9,6	14,1	15,7	10,8	12,8	19,9	14,5	11,8
VIII	9,2	9,5	10,8	11,5	9,2	8,6	9,6	11,0	9,5	9,5	14,5	10,2	10,2
IX	4,3	5,8	5,8	7,3	2,7	7,5	7,1	3,8	2,5	4,8	9,4	3,4	4,5
X	-8,8	0,8	-3,1	-2,8	-0,6	-1,0	-2,7	-5,6	-7,5	-5,5	-0,6	-1,2	-5,1
XI	-20,6	-12,1	-13,9	-20,8	-15,8	-12,8	-13,2	-12,1	-16,5	-13,5	-18,0	-11,0	-16,4
XII	-19,9	-16,7	-14,0	-29,6	-24,1	-12,8	-17,0	-21,6	-16,9	-17,3	-27,7	-11,5	-21,5
Среднее значение	-9,6	-5,7	-6,1	-8,8	-9,5	-4,8	-4,8	-7,4	-7,9	-5,8	-4,0	-5,4	-8,3

зультаты, полученные за период с 2006 по 2017 г. (см. таблицу), свидетельствуют о том, что в последнее десятилетие в исследуемом районе температура воздуха повышалась. Этот факт негативно влияет на температурный режим грунтов оснований. Основным превентивным параметром, определяемым при проведении мониторинга, является температура грунта в основании сооружений. Для ее определения на площадочных объектах (центральный пункт сбора (ЦПС) нефти, вахтовый жилой комплекс, газотурбинная электростанция, установка комплексной подготовки газа и др.), кустах нефтяных и газовых скважин, а также на линейных сооружениях (напорные нефтепроводы, сети нефтегазосборные и линии высоковольтные) устанавливаются специальные термометрические скважины (ТС). Согласно СП 25.13330.2012 ТС следует располагать у наружных фундаментов и в контуре сооружения, близко к его геометрическому центру. В ТС погружаются термометрические косы – многозонные цифровые датчики температуры [4], которые преобразуют измеренный сигнал в цифровой с последующей передачей его на устройство считывания, хранения и отображе-

ния данных – контроллеры цифровых датчиков или логгеры. Как правило, ТС оборудуются стационарными термокосами, что позволяет минимизировать влияние человеческого фактора на корректность выполнения замеров (соответствие глубины расположения датчиков и времени выдержки термокос) и сократить время измерения.

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕЖИМНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ

На рис. 1 представлены результаты наблюдения за температурой в термометрических скважинах, расположенных в контуре здания и у внешних границ фундамента общежития вахтового жилого комплекса Новопортовского НГКМ. Общежитие представляет собой блочно-модульное здание размером 51,0x14,0 м на вентилируемом подполье высотой 1,45 м. Высота насыпи – 2,6 м. Замеры температур выполнялись ежемесячно. Для графических построений использовалось программное обеспечение Surfer 13.

Такой формат представления результатов наблюдений позволяет контролировать изменение температуры многолетнемерзлых грунтов и оценивать достаточность мероприятий по поддержанию грунтов оснований в мерзлом состоянии. Как видно из рис. 1, температура грунтов у внешних границ фундамента в зимний период ниже, а в летний выше, чем под центром здания. Кроме того, максимальная глубина сезонного оттаивания (показана штриховой линией) под центральной частью здания на 20 % меньше чем у внешних границ фундамента.

ТЕПЛОКАРТА

Для оценки теплового состояния крупного площадного объекта специалисты отдела геотехнического мониторинга многолетнемерзлых пород строят теплокарты, представляющие собой результаты замеров температуры грунтов на заданной глубине по всему объекту, наложенные на генеральный план. Построение теплокарт в конце летнего периода позволяет выявить участки, требующие наибольшего внимания в процессе дальнейшего мониторинга. На рис. 2 приведена теплокарта для ЦПС Новопортовского месторождения по состоянию на конец летнего периода – октябрь 2017 г. Теплокарта построена на основе замеров в 17 ТС. Следует отметить, что на данном объекте отсутствуют устройства для термостабилизации грунтов.

Для линейных сооружений строится температурный разрез на основе данных, полученных в ТС, расположенных вдоль основания.

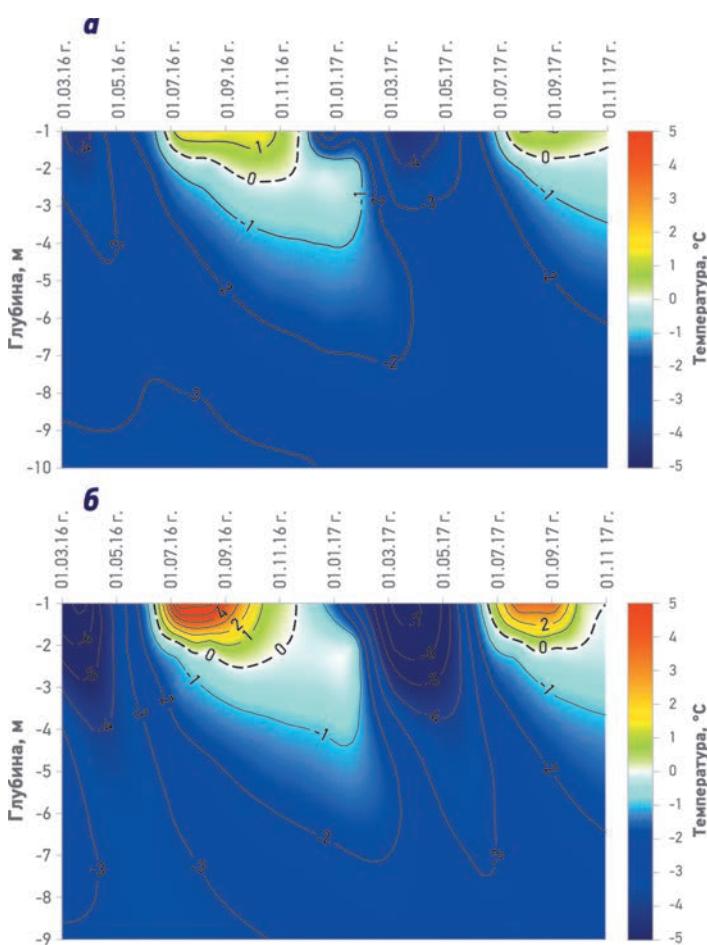


Рис. 1. Изменение температуры грунта, измеренной в термометрических скважинах, расположенных под центральной частью здания (а) и у внешних границ его фундамента (б)

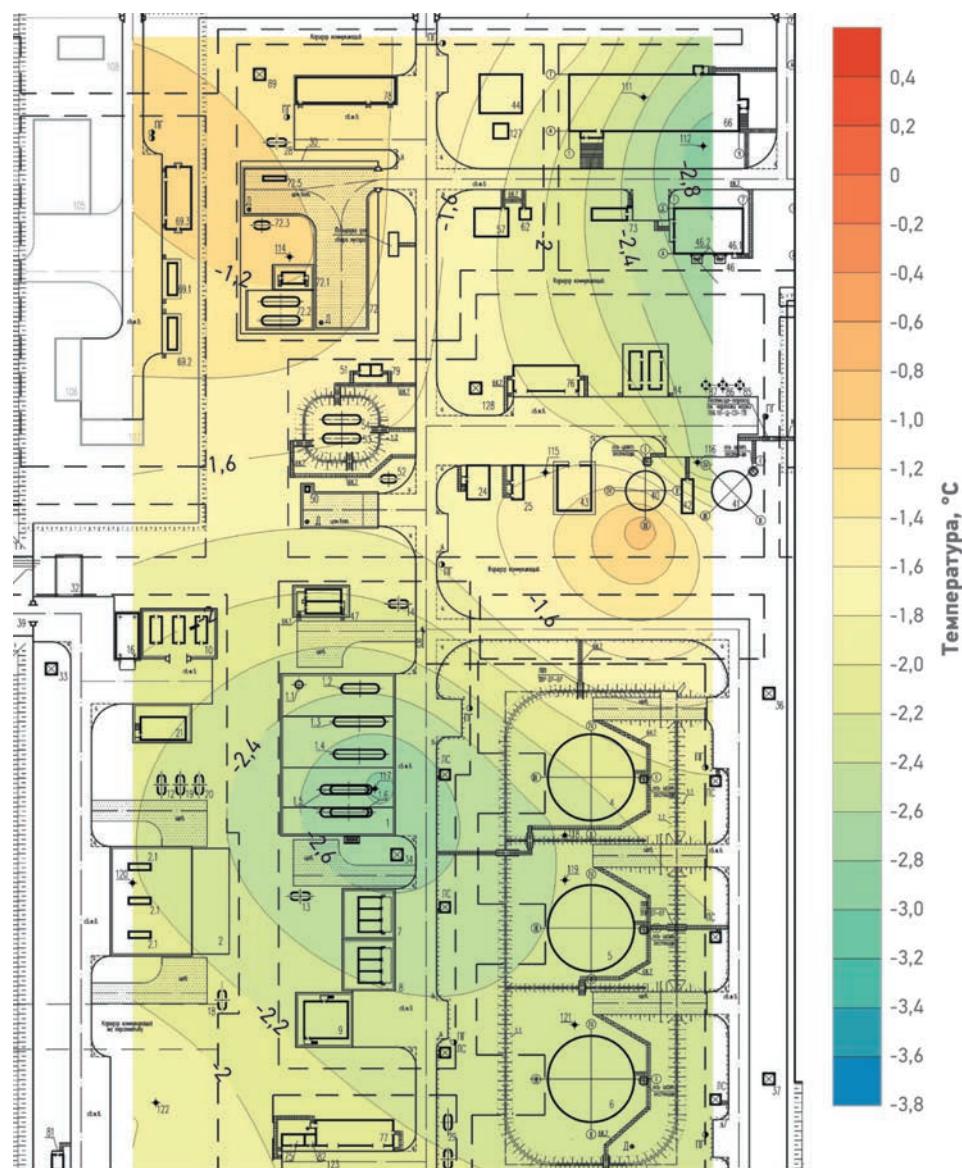


Рис. 2. Термокарта для ЦПС Новопортовского НГКМ

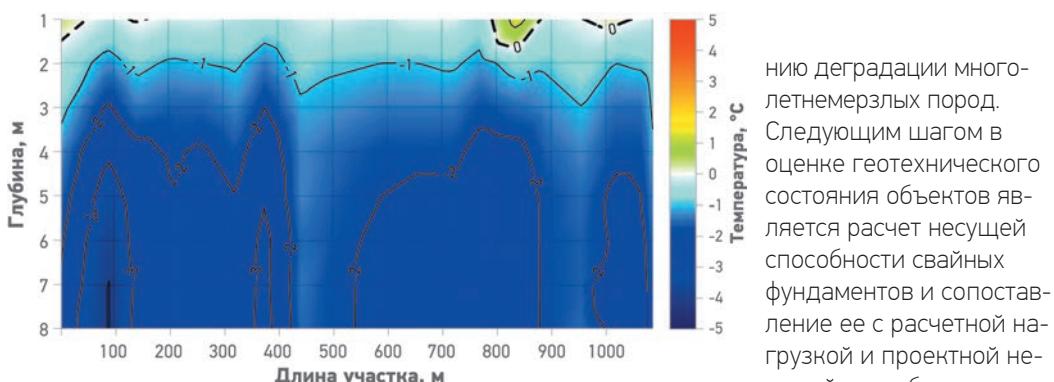


Рис. 3. Распределение температуры грунта по глубине вдоль внутримыслового нефтепровода (дата измерения: 25.09.2017 г.)

Для построения теплового поля участка трубы (рис. 3) использованы данные 19 ТС. Полученное распределение температур позволяет количественно и качественно оценить тепловое состояние грунтов в основании нефтепровода и своевременно разработать корректирующие мероприятия по недопуще-

нию деградации много-летнемерзлых пород. Следующим шагом в оценке геотехнического состояния объектов является расчет несущей способности свайных фундаментов и сопоставление ее с расчетной нагрузкой и проектной несущей способностью.

Сравнение указанных величин позволяет сделать

вывод о резерве надежности оснований и фундаментов.

ТЕПЛОВИЗИОННАЯ ДИАГНОСТИКА

Основания многих сооружений Новопортовского НГКМ построены с использовани-

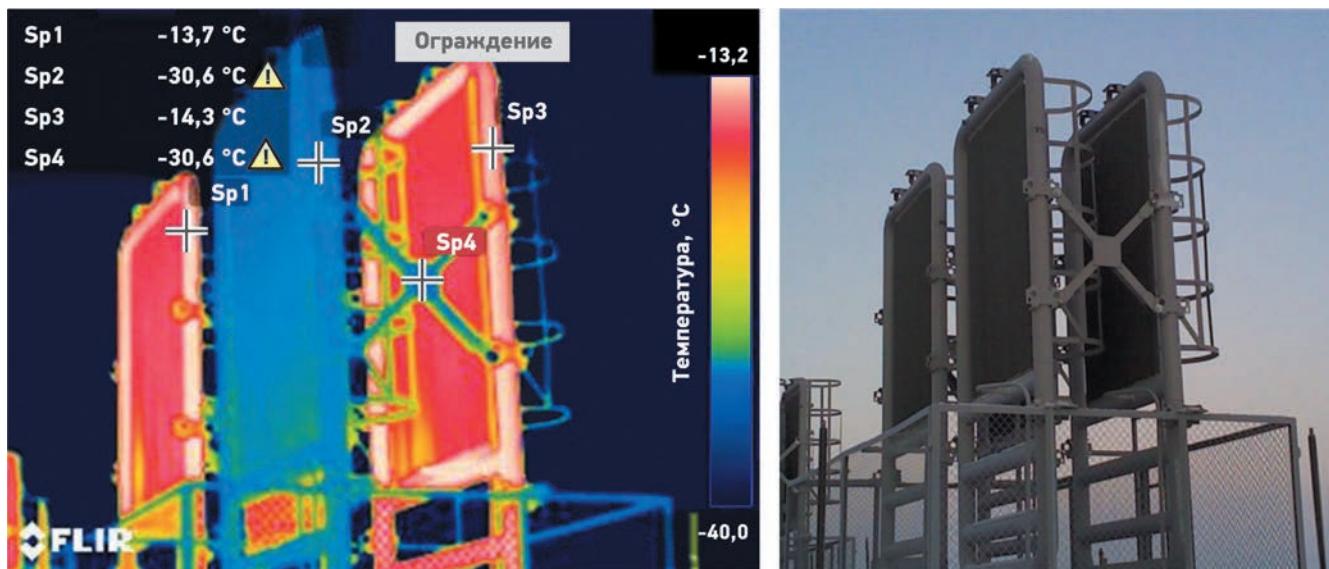


Рис. 4. Результаты диагностики систем ТСГ ВЕТ на резервуарах нефти РВС-20000:
а – снимок в инфракрасном свете (через тепловизор); б – фотоснимок

ем устройств термостабилизации многолетнемерзлых пород. В процессе эксплуатации этих сооружений необходимо выполнять диагностику работоспособности устройств, применяемых для термостабилизации грунтов (ТСГ). Для этого в зимний период (при температуре воздуха ниже -15 °C) надземные конденсаторные части устройств для ТСГ диагностируются с помощью тепловизора.

Признаком работоспособности систем ТСГ является положительная разница между температурой поверхности конденсатора системы и температурой воздуха. Как правило, сравнение проводят с температурой на поверхности ограждающих конструкций, попадающих в кадр тепловизора. На инфракрасном изображении (рис. 4, а) точками Sp1, Sp2, Sp3, Sp4 показаны температуры, которые анализируются. Видно, что температура Sp2 на поверхности конденсаторного блока совпадает с температурой Sp4 на ограждении, что сви-

тельствует о неработающем состоянии системы ТСГ (на момент тепловизионной диагностики система не запущена в работу), другие системы Sp1, Sp3 находятся в рабочем состоянии.

ВЫВОДЫ

1. Комплексно оценить тепловое состояние крупного площадного объекта позволяют теплокарты, которые строятся на основе замеров температуры в ТС.
2. Геотехнический мониторинг путем организации контроля температурного режима грунтов оснований и получения данных сети нивелировочных марок дает возможность обеспечить безопасность зданий и сооружений и снизить риски, связанные с производственной и хозяйственной деятельностью ОАО «Газпромнефть-Ямал».

Список литературы

1. Системы температурной стабилизации грунтов оснований в криолитозоне: актуальные вопросы исследований, расчетов, проектирования, производства, строительства, авторского надзора и мониторинга/под ред. Г.М. Долгих / НПО «Фундаментстройкарбос». – Новосибирск: Гео, 2014. – 214 с.
2. Попов А.П. Технология геотехнического мониторинга в криолитозоне // Инженерные изыскания. – 2009. – № 4. – С. 20–33.
3. Паздерин Д.С. Влияние глобального потепления на термостабилизацию грунтов основания загубленного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 106–108.
4. Амосова Е.В., Кропачев Д.Ю., Паздерин Д.С. Система мониторинга температур протяженных объектов в многолетнемерзлых грунтах // Газовая промышленность. – 2011. – № 06 (660). – С. 42–45.
5. Горелик Я.Б., Паздерин Д.С. Корректность постановки и решения теплотехнических задач по прогнозу динамики температурных полей в основании сооружений на многолетнемерзлых грунтах // Криосфера Земли. – 2017. – Т. XXI. – № 3. – С. 49–59.

Reference

1. Sistemy temperaturnoy stabilizatsii gruntov osnovaniy v kriolitozone: Aktual'nye voprosy issledovaniy, raschetov, proektirovaniya, proizvodstva, stroyitel'stva, avtorskogo nadzora i monitoringa (Systems of temperature stabilization of foundation soils in permafrost: Topical issues of research, calculation, design, manufacture, construction, supervision and monitoring): edited by Dolgikh G.M., Novosibirsk: Geo Publ., 2014, 214 p.
2. Popov A.P., Technology of geotechnical monitoring in permafrost (In Russ.), Inzhenernye izyskaniya, 2009, no. 4, pp. 20–33.
3. Pazderin D.S., The impact of global warming on the thermal stabilization of soil base of the buried pipeline in the conditions of permafrost soils (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 7, pp. 106–108.
4. Amosova E.V., Kropachev D.Yu., Pazderin D.S., Temperature monitoring system for extended objects in permafrost soils (In Russ.), Gazovaya promyshlennost' = GAS Industry of Russia, 2011, no. 6 (660), pp. 42–45.
5. Gorelik Ya.B., Pazderin D.S., Correctness of formulation and solution of thermotechnical problems in forecasting temperature field dynamics in the foundations of constructions on permafrost (In Russ.), Kriosfera Zemli = Earth's Cryosphere, 2017, V. XXI, no. 3, pp. 49–59.

КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КУСТОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

POWER SUPPLY RELIABILITY CATEGORY OF OIL AND GAS FIELDS CONSUMERS

УДК 622.276.012:

621.311

© О.А. Королёва,
2018

О.А. Королёва

Тюменский государственный университет, Политехническая школа

Электронный адрес: korolevaolga72@yandex.ru

Ключевые слова: электроснабжение, надежность электроснабжения, категория электроснабжения

O.A. Koroleva

Tyumen State University, Polytechnic School

VNTP 3-85 (Departmental Norms of Process Design) has not been updated for its validity period, PUE (Rules for the Design and Operation of Electrical Installations) and VNTP 3-85 requirements for power supply reliability category of electric receivers were formulated on the basis of global economic interests. Under conditions of market relations, these requirements need to correct, taking into account the optimal ratio of the electric power supply scheme reliability and its cost. This article identifies a single efficiency criterion for choosing the power supply reliability for producing wells, which is relevant in the conditions of market relations.

Keywords: electric power supply, power supply reliability, power supply reliability category

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-73-76

ВВЕДЕНИЕ

Требования к обеспечению электроснабжения являются одним из важных аспектов обустройства нефтяных месторождений. Проектирование нового или реконструируемого объекта включает этап выбора схем электроснабжения. Обычно на этом этапе исходят из необходимости выполнения требований Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [1] в соответствии с установленными категориями надежности. В ПУЭ, глава 1.2, все электроприемники (аппараты, агрегаты и др., предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии) разделены на первую, вторую и третью категории, кроме того, в первой категории выделена особая группа электроприемников. К первой категории относятся электроприемники, «перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения».

В особую группу первой категории входят электроприемники, «бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров».

Вторая категория – это «электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей».

Электроприемники третьей категории – все остальные электроприемники, не попадающие под определения первой и второй категорий.

По каждой категории электроприемников в ПУЭ назначены требования к надежности электроснабжения.

«Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть

допущен лишь на время автоматического восстановления питания».

«Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания». «Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания».

«Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады».

КАТЕГОРИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КУСТОВ СКВАЖИН РЕКОМЕНДУЕТСЯ ВЫБИРАТЬ ПРИ КОНКРЕТНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ, УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ КУСТА СКВАЖИН, ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЯТЬ В ЗАДАНИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

«Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток».

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.04 г. № 861 (с изменениями на 04.12.17 г.) допустимое время отключения в год и время восстановления энергоснабжения электроприемников первой и второй категорий надежности определяются эксплуатирующей организацией в зависимости от параметров схемы электроснабжения, наличия резервных источников питания, а также особенностей технологического процесса на основе данных проектной организации, но не могут быть более величин, предусмотренных для третьей категории надежности. Для электроприемников третьей категории надежности допустимое время отключения составляет 72 ч/год, но не более 24 ч подряд, включая срок восстановления электроснабжения.

В целом ПУЭ п. 1.2.17 предписывает определять категорию электроприемников в процессе проектирования системы электроснабжения на основании нормативной

документации, а также технологической части проектной документации.

КАТЕГОРИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КУСТОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В настоящее время для определения категории электроснабжения потребителей нефтяного месторождения из нормативной документации применяются ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» [2].

В соответствии с ВНТП 3-85, п. 2.346 для электроприемников кустов добывающих нефтяных скважин в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, по надежности электроснабжения принимается категория 1 (ВНТП 3-85, табл. 5), по другим нефтедобывающим районам страны – категория 2 (ВНТП 3-85, табл. 6).

Документ ВНТП 3-85 за период своего действия не актуализировался.

В настоящее время обсуждается проект ГОСТ Р «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование», в котором указано, что категорирование надежности электроснабжения объектов определяется ПУЭ. В соответствии с проектом данного ГОСТ Р для электроприемников объектов обустройства месторождений нефти в районах Крайнего Севера и местностях, приравненных к ним, принимаются I, II и III категории надежности электроснабжения, для других районов добычи нефти – II и III категории (проект ГОСТР, табл. 13).

Повышение категории объектов допускается при проектировании, в том числе по требованию заявителя (потребителя электрической энергии), технического заказчика (застройщика).

Категорию надежности электроснабжения кустов скважин рекомендуется выбирать при конкретном проектировании в зависимости от реологических свойств и объемов добычи нефти, условий района размещения куста скважин, объектов электроснабжения и определять в задании на проектирование.

Таким образом, для повышения надежности и экономичности электроснабжения заказчик учитывает коммерческую эффективность с учетом оптимизации параметров схем электроснабжения, развития их в условиях нечеткой прогнозной информации и целого ряда других факторов. Электрическое оборудование в процессе

эксплуатации оказывается под воздействием разнообразных факторов: повышенной влажности, агрессивных сред, пыли, неблагоприятных атмосферных явлений, а также механических и электрических нагрузок. При этом изменяются основные свойства материалов электроустановок, что обуславливает возникновение коротких замыканий, вызывающих отключение электроустановок или электрических сетей, т.е. перерывы в подаче электрической энергии. Перерывы в электроснабжении приводят к простою производства, снижению объема выпуска продукции, увеличению затрат из-за порчи основного технологического оборудования и др. Следует учитывать, что существуют технологические процессы, не допускающие даже кратковременного перерыва в электроснабжении.

Аварийные остановки и повторное включение насосного оборудования отрицательно влияют на общий ресурс его работы. В некоторых случаях неконтролируемый запуск приводит к поломке оборудования. Кроме того, в условиях Крайнего Севера непрерывная эксплуатация нефтепромыслового оборудования требуется для успешного протекания всего технического процесса производства. Даже кратковременное прерывание подачи электроэнергии может привести, например, к замораживанию трубопроводов, используемых для перекачки воды, конденсата. Экстренное их восстановление занимает много времени из-за удаленности большинства нефтяных месторождений от источника электроснабжения и возможности перемещения только воздушным транспортом или зимней автодорогой.

В связи с этим возникает необходимость определения способности систем электроснабжения обеспечить бесперебойность подачи электроэнергии при определенных затратах на строительство и эксплуатацию (ремонт и обслуживание). Эти затраты могут быть сопоставлены с материальным убытком, вызываемым перерывами в подаче электроэнергии [3].

КРИТЕРИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ВЫБОРА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КУСТОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Наряду с задачами анализа надежности действующего оборудования теория надежности решает задачи синтеза, т.е. позволяет принимать обоснованные решения, касающиеся выбора способов повышения надежности бесперебойного электроснабжения за счет резервирования и совер-

шенствования различных элементов системы электроснабжения [4].

Реализация этого подхода при формировании схем электрических сетей формально не представляет затруднений, однако имеет ряд особенностей, заключающихся в следующем.

1. Требования к надежности электроснабжения могут быть обеспечены различными способами, следовательно, необходимо рассмотреть несколько вариантов построения схемы электроснабжения.
2. В состав обобщенного потребителя могут входить электроприемники, относящиеся к различным категориям по надежности электроснабжения.

В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ КРИТЕРИЕМ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЯВЛЯЮТСЯ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ. ДЛЯ СОБСТВЕННИКА ВАЖНО РАССЧИТАТЬ УБЫТКИ ИЗ-ЗА НЕДОСТАТОЧНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЛУЧАЕ НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И УПУЩЕННОЙ ВЫГОДЫ ОТ ПРОДАЖИ НЕФТИ

В этой ситуации возникают следующие противоречия. Если выбирать наиболее простую и, следовательно, наиболее дешевую схему, то не будут выполнены требования к надежности более ответственных потребителей. В то же время, если при выборе схемы электроснабжения ориентироваться на таких потребителей, то это может привести к неоправданному усложнению и удорожанию схемы, хотя электроприемники более низких категорий будут в данном случае обеспечены гарантированным питанием.

Существует еще одна проблема, связанная с переходом нашей страны на рыночные отношения. Требования ПУЭ к надежности электроснабжения потребителей были сформулированы исходя из глобальных народнохозяйственных интересов. В условиях рыночных отношений эти требования должны быть сохранены применительно, по крайней мере, к случаям перерывов в электроснабжении, которые приводят к опасности для жизни людей и животных, взрывам, пожарам и другим аварийным ситуациям с тяжелыми последствиями. Тем не менее идеология обеспечения надежности электроснабжения потребителей нуждается в корректировке.

Например, на кусте скважин нефтяного промысла, не относящегося к районам Крайнего Севера и местностям, приравненным к

ним, устанавливается однотрансформаторная подстанция КТП 10(6)/0,4 кВ, получающая электроэнергию по одной ВЛ 10(6) кВ. Надежность электроснабжения обеспечивается передвижной дизельной электростанцией (ДЭС) 0,4 кВ соответствующей мощности. Конструкцией кустовой КТП 10(6)/0,4 кВ предусмотрено подключение передвижной ДЭС к шинам распределительных устройств низкого напряжения (РУНН). Вариант применяется при наличии круглогодично действующих подъездных автодорог с твердым покрытием, подведенных к кустам скважин. Допустимость применения данного варианта необходимо рассматривать для каждого конкретного случая, в зависимости от условий (одиночные скважины, небольшие электрические нагрузки, пропускная способность и потери нагрузок для одной ВЛ 6кВ, нормированные значения отклонений напряжения на выводах электроприемников) [5]. Реализация варианта приведет к снижению надежности электроснабжения до третьей категории, а также к невозможности одновременного бурения и механизированной добычи. При использовании резервной ДЭС значительно увеличатся капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Рациональный уровень надежности электроснабжения по отношению к потребителям необходимо приводить в соответствие с уровнем надежности бесперебойной работы технологического процесса с учетом требований ПУЭ и экономичности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, для синтеза всех вышеприведенных параметров надежности электроснабжения следует применять единый критерий эффективности. В условиях рыночных отношений критерием эффективности являются экономические затраты. Для собственника важно рассчитать убытки из-за недостаточной надежности электроснабжения в случае нарушения технологического процесса и упущененной выгоды от продажи нефти. Для компании обеспечение заданной надежности электроснабжения выражается в увеличении капитальных вложений и ежегодных издержек на эксплуатацию электрических сетей и электрооборудования. При этом экономические потери являются лишь частью хозяйственного ущерба, который может иметь также социальные и экологические составляющие. Оптимальность проектных решений при этом означает, что заданный производственный эффект (генерируемая мощность, категория надежности электроснабжения и качества электрической энергии) получается при минимально возможных материальных затратах.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. – 7-ое изд. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2003. – 928 с.
2. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений: <http://docs.cntd.ru/document/1200018989>
3. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.А. Технико-экономические расчеты распределительных электрических сетей – Ростов на Дону: Терра Принт, 2014. – 132 с.
4. Основы теории надежности систем электроснабжения/В.В. Карпов, В.К. Федоров, В.К. Грунин, Д.С. Осипов. – Омск: ОмГТУ, 2003. -72 с.
5. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадуллин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья – М.: Недра-Бизнесцентр, 2009. – 275 с.

Reference

1. Pravila ustroystva elektrostanovok (Rules for electrical installation), St. Petersburg: Publ. of DEAN, 2003, 928 p.
2. VNTP 3-85. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya ob'ektov sbyora, transporta, podgotovki nefti, gaza i vody neftyanykh mestorozhdeniy (Norms of process design of facilities for gathering transport and treatment of oil gas and water of oil fields), URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200018989>
3. Khorol'skiy V.Ya., Taranov M.A., Petrov D.A., Tekhniko-ekonomicheskie raschety raspredelitel'nykh elektricheskikh setey (Technical and economic calculations of distribution electric networks), Rostov na Donu: Terra Print Publ., 2014, 132 p.
4. Karpov V.V., Fedorov V.K., Grunin V.K., Osipov D.S., Osnovy teorii nadezhnosti sistem elektrosnabzheniya (Fundamentals of the theory of reliability of power supply systems), Omsk: Publ. of Omsk State Technical University, 2003, 72 p.
5. Baykov I.R., Smorodov E.A., Akhmadullin K.R., Metody analiza nadezhnosti i effektivnosti sistem dobychi i transporta uglevodorodnogo syr'ya (Methods for analyzing the reliability and efficiency of hydrocarbon production and transportation systems), Moscow: Nedra-Biznesentr Publ., 2009, 275 p.

УПРАВЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ОБОРУДОВАНИЯ – ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕСА

MANAGEMENT OF RELIABILITY AND INTEGRITY OF EQUIPMENT IS AN IMPORTANT TOOL FOR ENHANCING BUSINESS EFFICIENCY

В.Р. Амиров
ПАО «Газпром нефть»

Электронный адрес: Amirov.VR@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: надежность, целостность, оборудование, риск, затраты, эффективность, бюджет, планирование, производственная безопасность, система управления операционной деятельностью (СУОД)

V.R. Amirov Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

The article is devoted to improvement of operational efficiency of oil and gas fields and examines one of the key directions of the operational management system (OMS). This direction is the management of reliability and integrity of equipment – implemented by the Deming cycle. A prerequisite of effective management of reliability and integrity is a correct assessment of the current condition of the asset through the risk assessment and registration costs and damages. The risk-based approach allows for comparable levels of direct costs for management of reliability and integrity, to improve the total economic result (direct costs + damage) while reducing the number of failures. In conclusion, the assessment of the current state of management of reliability and integrity in Upstream Division of GPN.

Keywords: reliability, integrity, equipment, risk, cost, efficiency, budget, planning, production safety, operational management system (OMS)

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-77-80

ВВЕДЕНИЕ

Задачей программы «Эталон» (система управления операционной деятельностью (СУОД)) ПАО «Газпром нефть» является обеспечение максимальной операционной эффективности компании за счет надежности и безопасности производственной деятельности и вовлечения всех сотрудников в процесс непрерывных улучшений. Управление надежностью и целостностью оборудования (УНЦО) представляет собой комплекс мероприятий, обеспечивающий бесперебойную работу нефтепромыслового оборудования на протяжении всего периода эксплуатации. Важность этого направления производственной деятельности отражена в его выделении в отдельный элемент СУОД.

ПРЯМЫЕ ЗАТРАТЫ И СОВОКУПНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РЕЗУЛЬТАТ

В условиях объективного ухудшения условий эксплуатации в нефтегазодобывающей отрасли (истощение месторождений, увеличение обводненности продукции скважин и др.)

целесообразно оценить «свежим взглядом» структуру затрат на поддержание текущей деятельности активов. Значительную долю (до 20 %) занимают затраты на УНЦО. Они распределены по различным статьям бюджета актива и могут быть разделены по следующим направлениям (прямые затраты):

- 1.1. текущий ремонт оборудования;
- 1.2. капитальный ремонт (или замена) оборудования (частично осуществляется за счет капитальных вложений);
- 1.3. диагностика состояния оборудования (включая экспертизу промышленной безопасности оборудования с истекшим сроком эксплуатации, мероприятия по коррозионному мониторингу и др.);
- 1.4. защита оборудования (включая выбор материалов, нанесение защитных покрытий, ингибирирование коррозии и др.).

Кроме того, в процессе операционной деятельности возникают дополнительные затраты на УНЦО, которые также влияют на себестоимость добычи нефти:

- 2.1. затраты на устранение отказов оборудования и ликвидацию последствий этих отказов;

2.2. штрафы и платежи, связанные с нарушением целостности и отказами оборудования.

Третья группа затрат, а точнее, потерь, которые влияют на финансовый результат деятельности актива за отчетный период включает:

3.1. потери продукции, связанные с нарушением целостности и отказами оборудования. Эти три группы затрат актива по-разному относятся с рисками нарушения целостности оборудования. Затраты 1.1., 1.2., 1.4. снижают эти риски (как вероятность, так и последствия), затраты 2.1., 2.2., 3.1. возникают вследствие реализовавшихся рисков. Затраты 1.3. обеспечивают оценку данных рисков и не влияют на величину риска. Эффективность УНЦО оценивается по совокупному экономическому результату, который представляет собой сумму всех вышеперечисленных затрат. Управление совокупным экономическим результатом составляет основу УНЦО и включает: планирование, выполнение, контроль выполнения и оценку эффективности и актуализацию подхода к УНЦО.

УПРАВЛЕНИЕ СОВОКУПНЫМ ЭКОНОМИЧЕСКИМ РЕЗУЛЬТАТОМ СОСТАВЛЯЕТ ОСНОВУ УНЦО И ВКЛЮЧАЕТ ПЛАНИРОВАНИЕ, ВЫПОЛНЕНИЕ, КОНТРОЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ И ОЦЕНКУ ЭФФЕКТИВНОСТИ И АКТУАЛИЗАЦИЮ ПОДХОДА К УНЦО

РИСК И УЩЕРБ

Стоимостная оценка риска и ущерб – величины, которые характеризуют прогнозный и фактический результат деятельности, связанной с УНЦО.

Риск нарушения целостности – прогнозируемая величина ущерба от отказов и нарушения целостности оборудования за планируемый период. Качество оценки данного риска определяется сравнением этой оценки с суммой понесенного ущерба в течение данного периода с учетом предотвращенного ущерба. Поскольку в настоящее время величина ущерба от отказов и нарушения целостности оборудования учитывается неполностью, то и качество оценки соответствующего риска определить непросто из-за отсутствия базы сравнения.

В этих условиях обоснованием деятельности, связанной УНЦО, может быть только уверенность в том, что затраты (1.1., 1.2., 1.3., 1.4.) существенно меньше ущерба, который они должны предотвратить. Для новых растущих активов такое предположение, как правило, верно, но по мере снижения маржинальности

бизнеса, ставится вопрос обоснованности этих затрат.

В общем случае деятельность, связанная с УНЦО имеет экономический смысл, если

$$\sum_1^4 Z_i < Y + Y_{\text{пр}}$$

где Z_i – затраты по направлениям 1.1., 1.2., 1.3., 1.4. за отчетный период; Y – ущерб от отказов и нарушения целостности оборудования в течение отчетного периода (2.1., 2.2., 3.1.); $Y_{\text{пр}}$ – предотвращенный ущерб в течение отчетного периода.

Для того, чтобы экономически обосновать затраты на УНЦО, необходим учет затрат 1.1., 1.2., 1.3., 1.4. за отчетный период, ущерба от отказов и нарушения целостности оборудования (затраты 2.1., 2.2., 3.1.), а также предотвращенного ущерба в течение этого периода.

Указанные задачи решаются в рамках организации соответствующей отчетности: о прямых затратах на УНЦО, об ущербе от отказов оборудования и нарушения целостности оборудования, об эффективности прямых затрат на УНЦО.

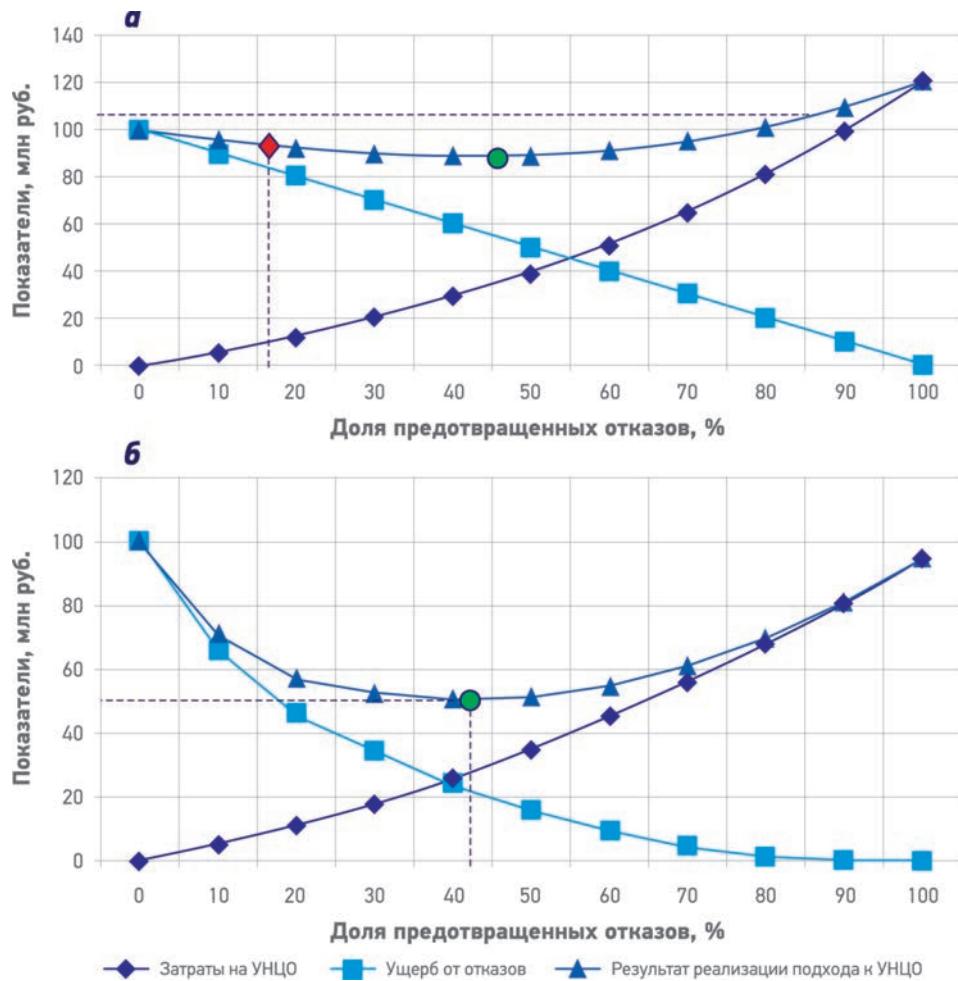
РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К УПРАВЛЕНИЮ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время в нефтегазодобывающей отрасли используются в основном два подхода к УНЦО.

1. Ремонт и замена оборудования проводятся в минимальном объеме по факту отказа. Диагностика оборудования выполняется в соответствии с требованиями законодательства (техническое освидетельствование по нормам правил безопасности, экспертиза промышленной безопасности для оборудования с истекшим сроком эксплуатации и др.). Совокупный экономический результат этого подхода представлен на **рисунке, а** в виде ромба красного цвета и далек от оптимального по числу предотвращенных отказов (кружок зеленого цвета). Этот подход характерен для зрелых активов на поздней стадии разработки месторождений со значительными операционными затратами.

2. Ремонт и замена оборудования проводятся в соответствии с нормативными сроками, рекомендациями изготовителя с учетом результатов технического освидетельствования.

Диагностика оборудования выполняется в соответствии с требованиями законодательства (техническое освидетельствование по нормам правил безопасности, экспертиза промышленной безопасности для оборудования с истекшим сроком эксплуатации и др.).



Совокупный экономический результат реализации подходов 1 и 2 (а) и риск-ориентированного подхода (б)

Этот подход характерен для развивающихся активов с растущей добычей. Совокупный экономический результат такого подхода показан на **рисунке, а** ромбом желтого цвета и также не оптимален. Кроме того, сумма прямых затрат на УНЦО в этом случае больше ущерба и для выполнения указанного выше условия необходимо оценивать сумму предотвращенного ущерба, что, как уже отмечалось, довольно сложно.

Альтернативным является подход, основанный на оценке риска отказов и нарушения целостности оборудования (RBI – Risk Based Inspection, RCM – Reliability Centered Maintenance), который называют риск-ориентированным. Результат реализации этого подхода представлен на **рисунке, б**. Следует обратить внимание, что при таком подходе форма кривой, характеризующей ущерб от отказов, отличается от приведенной на **рисунке, а**. Это связано с тем, что при риск-ориентированном подходе затраты в первую очередь направляются на предотвращение отказов с наиболее негативными последствиями (ущерб людям, окружающей среде, репутации ком-

пании, значительные производственные потери), т.е. неприемлемых рисков. На отрезке кривой, соответствующем 70 – 100 % предотвращенных отказов, остаются отказы с незначительными последствиями. Сравнение кривых на **рисунке, а, б** показывает, что риск-ориентированный подход позволяет при сравнимых уровнях прямых затрат на УНЦО улучшить совокупный экономический результат при одновременном снижении числа отказов. Оптимальный совокупный экономический результат показан на **рисунке, б** зеленым кружком. Особенno эффективен этот подход в компаниях с разными активами (новыми, развивающимися, зрелыми).

Для использования риск-ориентированного подхода к УНЦО необходимо решить две задачи.

1. Выполнить качественную оценку рисков нарушения целостности различных видов оборудования на планируемый период, включающую разработку и внедрение модели расчета:
 - вероятности отказа оборудования в зависимости от ключевых (внутренних и внешних)

факторов влияния, к которым относятся срок службы, результаты технического освидетельствования, состояние защищенности оборудования, материал изготовления, условия и история его эксплуатации и др.;

– последствий отказа оборудования в зависимости от его производительности, рабочих параметров, стоимости, места установки (по отношению к другому оборудованию, местам нахождения персонала, населенным пунктам, водоохранным зонам и др.), временного интервала реагирования на критические отклонения рабочих параметров, состояния ремонтопригодности оборудования, состояния систем внешней защиты и реагирования и др.

2. Сформировать автоматизированную отчетность за определенный период

– о прямых затратах на УНЦО по видам оборудования (1.1, 1.2, 1.3, 1.4);

– о реализовавшихся рисках отказов и нарушения целостности оборудования (2.1, 2.2, 3.1).

Представленный подход применяется для кратко-, средне- и долгосрочного планирования деятельности, связанной с УНЦО.

СОВОКУПНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РЕЗУЛЬТАТ – КЛЮЧЕВОЙ ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С УНЦО

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ УНЦО БЛОКА РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Для решения первой задачи в Дирекции по добыче (ДД) Блока Разведки и Добычи (БРД) ПАО «Газпром нефть» разработана и реализуется программа надежности и целостности нефтепромыслового оборудования (НПО), включающая:

– оценку риска нарушения целостности НПО через заполнение и анализ оценочных листов по видам НПО;

– разработку на основе этой оценки методологии планирования затрат на УНЦ НПО;

– формирование подразделений по УНЦО в дочерних обществах;

– оценку эффективности реализации программы технического обслуживания и ремонта НПО.

В Дирекции по газу и энергетике (ДГиЭ) в настоящее время реализуется пилотный проект «Создание единой системы планирования и контроля планово-предупредительного ремонта энергооборудования», основными за-

дачами которого являются снижение числа ремонтов и затрат на них за счет определения вида и объема ремонта на основании оценки технического состояния энергооборудования (RBI) и баланса между требуемым уровнем надежности и затратами на его поддержание (RCM). Кроме того, в ближайшее время ДГиЭ планирует начать реализацию пилотного проекта «Испытание систем предиктивной аналитики на основном оборудовании электростанций и объектов транспорта газа», задача которого – повышение надежности работы, сокращение времени внеплановых простоев оборудования путем предупреждения и устранения неисправностей на ранней стадии (RBI).

Вторую задачу в части оценки ущерба предполагается решить с помощью внедрения разработанного в ПАО «Газпром нефть» методического документа МД-16.10-05 «Методика финансовой оценки ущерба от происшествий в области производственной безопасности» путем выделения из существующих информационных систем происшествий по КТ-55, которые классифицируются как нарушения целостности оборудования (все отказы, порывы трубопроводов и др.).

Организация отчетности о прямых затратах на УНЦО должна осуществляться на основе:

- внедрения основополагающего стандарта ПАО «Газпром нефти» на УНЦО, разработку которого Центр развития СУОД завершает в 2018 г.;
- анализа существующей автоматизированной системыправленческой отчетности.

ВЫВОДЫ

1. Совокупный экономический результат – ключевой показатель эффективности деятельности, связанной с УНЦО.
2. Внедрение и анализ отчетности о затратах и ущербе от отказов и нарушения целостности оборудования дают возможность приоритизации затрат на УНЦО.
3. Риск-ориентированный подход обеспечивает наиболее эффективное распределение прямых затрат на УНЦО.
4. Текущее состояние УНЦО в БРД в части как процедур, так и обеспечения нормативно-методической документацией позволяет внедрить основополагающий стандарт на УНЦО без значительных изменений действующих документов.

Обзор на 360°

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разрабатывается уникальная методика применения передовой технологии **анизотропной глубинной миграции ES360® и AVAz инверсии** (Paradigm®). Новый подход позволяет максимально точно локализовать зоны неоднородности и получить ранее недостижимый объем геологической информации. Методика была опробована на нескольких месторождениях Компании.

Определение пространственного распределения структурных неоднородностей в пласте

Оптимальное расположение горизонтального ствола скважин относительно выявленных структурных неоднородностей

>5
млрд. ₽

оценочный эффект от внедрения методики*

Максимально детализированное изображение для структурно-тектонической модели

* оценка в масштабах Компании и совместных предприятий до 2025 года

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

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



реклама



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU