№8 (93) ДЕКАБРЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Фациальное моделирование
в меловом и юрском нефтегазовых комплексах Западной Сибири

Применение петротипизации
для оценки проницаемости пород

Применения
2D/3D сегментационных моделей для сейсморазведки

Освоение залежей ТРИЗ
в Арктической зоне

Импортозамещение
при проектировании ГС

Моделирование
управления объектами инфраструктуры промысла

Освоение
низкопроницаемых водонефтяных зон

ОПР для подготовки
к вводу в разработку месторождения с ТРИЗ

Разработка залежей
ТРИЗ со сверхнизкой проницаемостью и наличием АВПД

Спецвыпуск

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

Интегрированный сервис бурения скважин

Наклонно-направленное бурение

Цементирование скважин

Буровой инструмент

Производство долот

Буровые растворы

Долотный сервис

iscpetro.ru

ISC PETRO ENGINEERING
INNOVATIVE SERVICE COMPANY

Инновационные решения для бурения нефтяных и газовых скважин

СОДЕРЖАНИЕ

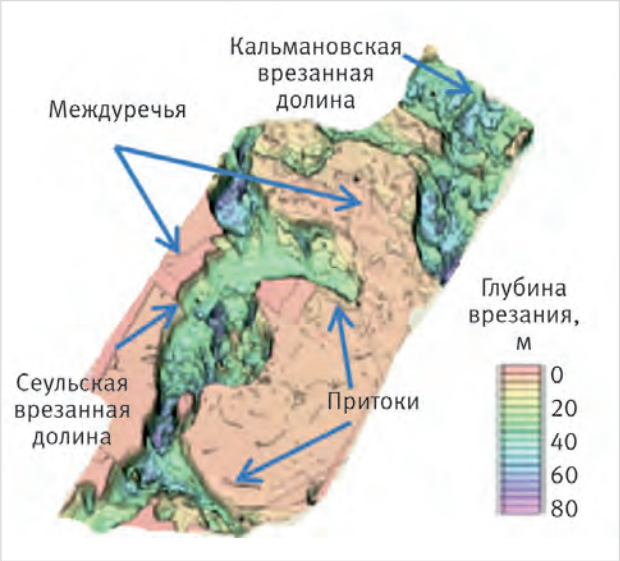
РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Бембель М.Р. Анализ поля сейсмоклассов при моделировании палеоврезов викуловских отложений на примере секторной модели Красноленинского свода Западной Сибири

16 Гайфулина Е.Ф. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование

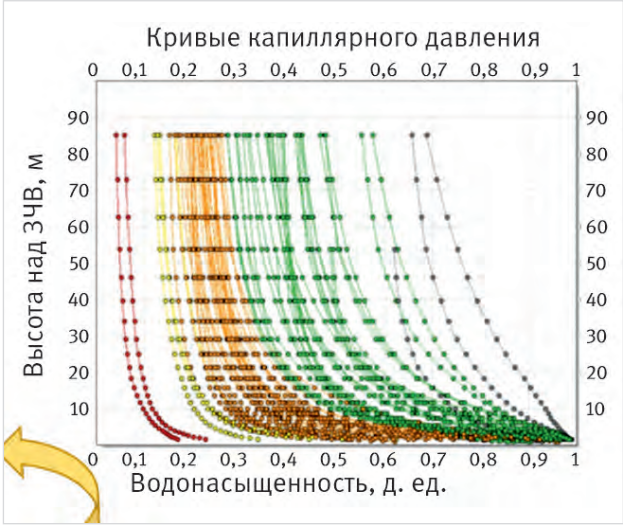
22 Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири



30 Грищенко М.А. Результаты работ по созданию фациальных моделей и проблемы прогноза межскважинного пространства продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири

36 Канониров А.П. Сравнительный анализ применения 2D/3D сегментационных моделей в задаче выделения сейсмических горизонтов

40 Овчинникова Д.Г. Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса



44 Лапшина Я.А. Анализ подтверждения критериев продуктивности доюрского комплекса результатами эксплуатационного бурения как средство раскрытия потенциала объекта

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 8 (93) декабрь 2022

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 12-22/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 19.12.2022
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:
в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU доступны полные тексты статей.

TECHNOLOGICAL SOLUTIONS

Проектирование и производство аппаратов воздушного охлаждения

Компания «Энергия Технологий» предлагает качественные аппараты воздушного охлаждения (драйкулеры), конденсаторы, испарители, воздухоохладители, калориферы, рекуператоры тепла. Производственный цикл основан на изготовлении инженерного оборудования для промышленного сектора.

Комплекс работ

- Разработка техдокументации
- Проектирование оборудования
- Изготовление оборудования
- Пусконаладка под ключ
- Гарантийное обслуживание

Области применения

- Энергетическая промышленность
- Предприятия пищевой переработки
- Нефтегазовая отрасль
- Центры обработки данных
- Агропромышленный комплекс
- Промышленное кондиционирование
- Логистические центры

Сервисное обслуживание

Предприятие соответствует системе менеджмента качества ISO 9001-2015

Оборудование соответствует требованиям Евразийского экономического союза

141068, Московская область, г. Королев, мкр. Текстильщик, ул. Тарасовская, д. 15, помещение V, офис 11

8 800 250 54 56 info@ent.group ent.group

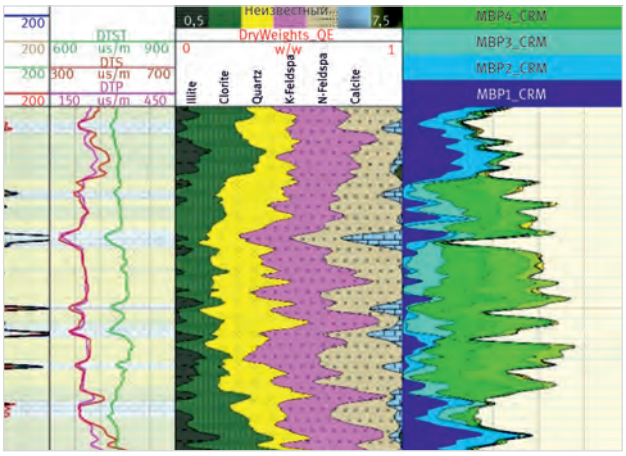
Бурение

48 Герасименко Н.А. Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

53 Аржиловский А.В. Современные технологии поиска и подготовки к освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Арктической зоне



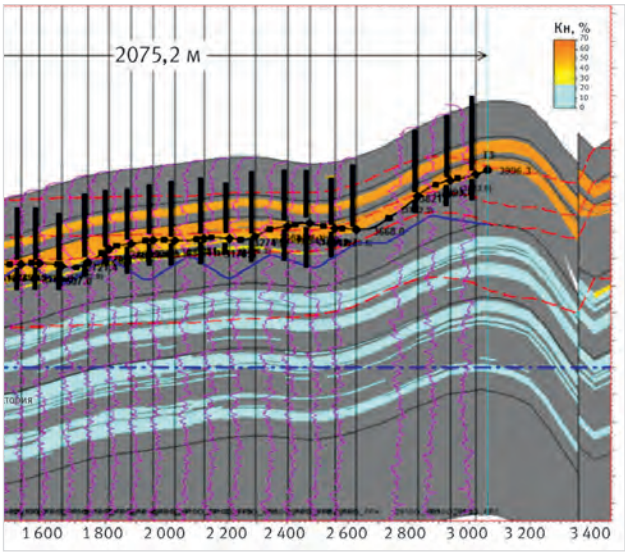
60 Уфимцева М.Н. Четыре этапа перераспределения добычи на многопластовом месторождении X в условиях многофазной фильтрации

66 Бринстер В.М. Применение результатов моделирования технологических мероприятий в специализированном программном обеспечении при управлении объектами инфраструктуры промысла

70 Стариков М.А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления

76 Стариков М.А. Стратегия планирования опытно-промышленных работ для подготовки к вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов уникального месторождения на стадии ГРР

82 Ермаков П.В. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины?



87 Жаркова К.В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Закиров Э.С. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

SYNTEZ NDT

Обслуживание, монтаж и сервис нашего рентгеновского оборудования

РЕНТГЕНОВСКИЕ АППАРАТЫ

ПОСТОЯННОГО ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

СТАЦИОНАРНЫЕ РЕНТГЕНОВСКИЕ АППАРАТЫ

ПЕРЕНОСНЫЕ РЕНТГЕНОВСКИЕ АППАРАТЫ СЕРИИ РПД

АППАРАТЫ ДЛЯ КРОУЛЕРОВ

ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ РЕНТГЕНОВСКИХ АППАРАТОВ

контроля качества

1 швов сварки в трубопроводах

2 монтажных и строительных конструкций

3 отливок и поковок цветных и черных металлов и т.п

+7 (81 2) 448 18 49
+7 (81 2) 448 18 46

syntezndt.ru

ns@ndt.net.ru
info@syntezndt.ru

CONTENT

Geology

10 Bembel M.R. Analysis of the field of seismic classes in the modeling of paleo cuts of the vikulov deposits on the example of the sector model of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia

16 Gaifulina E.F. Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling

22 Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia

30 Grishchenko M.A. Results of facies modeling and productive formations cross-well prediction problems in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia

36 Kanonirov A.P. Comparative analysis of the application of 2D/3D segmentation models in the task of identifying seismic horizons

40 Ovchinnikova D.G. Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex

44 Lapshina Ya.A. Analyzing confirmation of productivity criteria of the pre-jurassic complex by operational drilling results as a means of unlocking the target potential

Drilling

48 Gerasimenko N.A. Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions

Oil production

53 Arzhilovskiy A.V. Modern technologies for prospecting and preparation for the development of hard-to-recover hydrocarbon reserves in the Arctic zone

60 Ufimtseva M.N. Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration

66 Brinster V.M. Application of the results of modeling of technological measures in specialized software for the management of fishing infrastructure facilities

70 Starikov M.A. Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure

76 Starikov M.A. The strategy of planning pilot works to prepare tight reserves of a unique field for the development at the exploration stage

82 Ermakov P.V. Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells?

87 Zharkova K.V. Search for the optimal proppant weight when carrying out multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 8 (93) December 2022

ISSUE DATE: 19.11.2022

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:
Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.ru

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:
Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Zakirov E.S. – Sc.D, professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Popov S.N. — Sc.D.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

EM SURVEYS

АО «ЕМ-РАЗВЕДКА»

Новосибирск,
Октябрьская магистраль 4,
оф. 1207

ТИП ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным ЭМ-исследованиям

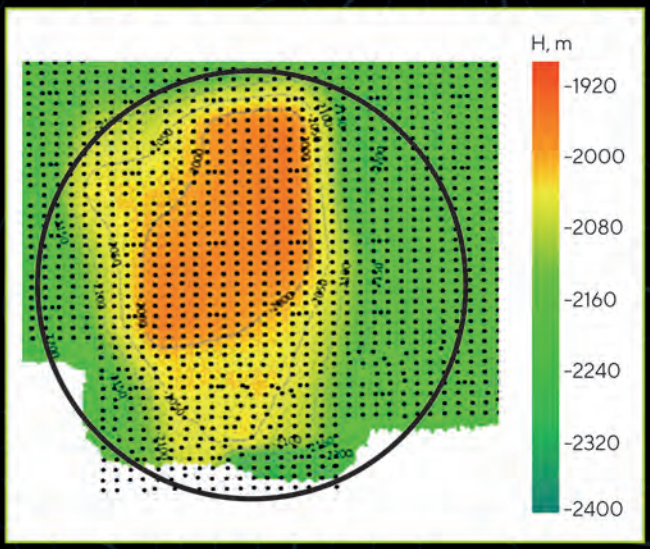
Впервые в практике нефтепоисковых работ в Западной Сибири

опробована новая технология электроразведки, которая позволяет существенно увеличить достоверность прогноза коллекторов и обеспечивает выход на более высокий технологический уровень оценки типа их флюидонасыщения.

Прецизионность в 3D-ЗСБ ®

достигается подавлением (специальным учетом) геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных εe(x, y, t) и теоретических εs(x, y, t) значений отклика среды одновременно для всей апертуры. Послойная реконструкция объемного распределения электрической проводимости в среде выполняется путем минимизации функционала

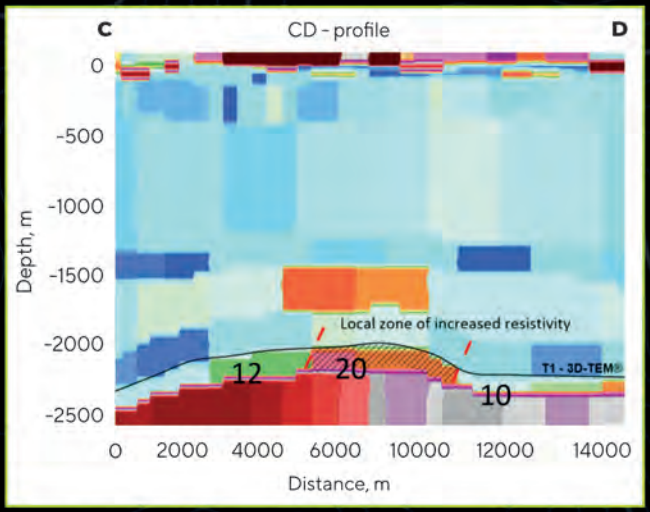
3D-ЗСБ ®



Ожидаемый результат

Апертурная технология 3D - ЗСБ ® позволяет улучшить прогноз:

- структурных особенностей строения осадочного чехла
- проницаемости и типа флюидонасыщения коллекторов
- положение ВНК и контроль закачки воды для ППД



aerosurveys.ru
+7 (913) 397•48•73
info@aerosurveys.ru
+7 (383) 347•47•97

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-10-14 УДК 550.8:553.98 I Научная статья

Анализ поля сейсмоклассов при моделировании палеоврезов викуловских отложений на примере секторной модели Красноленинского свода Западной Сибири

Бембель М.Р.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mrbembel@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В процессе создания геолого-гидродинамических моделей и проектирования разработки объектов, приуроченных к викуловской свите, сложнейшей задачей является картирование и дальнейшее пространственное моделирование так называемых палеоврезов. Процесс построения концептуальной геологической модели объекта ВК включает в себя идентификацию врезанных речных долин в отложениях викуловской свиты по комплексу критериев, установленных по данным сейсморазведки, геофизические исследования скважин ГИС и керна. Песчаники заполнения комплекса врезанных долин характеризуются более крупнозернистой структурой и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Водонефтяной контакт в этих отложениях ниже, чем во вмещающих породах, а дебиты выше. Геометрия перспективных залежей в пределах палеорусел контролируется распределением песчаников-коллекторов в пределах заполнения долин.

Материалы и методы
Выполнен статистический анализ скважинных данных, рассчитаны трендовые поля коэффициента песчанистости, положения водонефтяного контакта.

Ключевые слова
палеоврез, поле параметра сейсмоклассов, видимая частота отраженной волны, прогнозная карта песчанистости

Для цитирования
Бембель М.Р. Анализ поля сейсмоклассов при моделировании палеоврезов викуловских отложений на примере секторной модели Красноленинского свода Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 10–14. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-10-14

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 550.8:553.98 I Original Paper

Analysis of the field of seismic classes in the modeling of paleo cuts of the vikulov deposits on the example of the sector model of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia

Bembel M.R.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
mrbembel@tnnc.rosneft.ru

Abstract
In the process of creating geological and hydrodynamic models and designing the development of objects associated with the vikulov formation, the most difficult task is mapping and further spatial modeling of the so-called “paleo cuts”. The process of constructing a conceptual geological model of the object VK (vikulov formation) includes the identification of embedded river valleys in the deposits of the vikulov formation according to a set of criteria established according to seismic data, geophysical studies of wells and core. Sandstones of the embedded valley complex filling are characterized by a coarser-grained structure and better filtration and capacitance properties. The oil-water contact in these deposits is lower than in the host rocks, and the flow rates are higher. The geometry of prospective deposits within paleorusels is controlled by the distribution of reservoir sandstones within the valley fill.

Materials and methods
A statistical analysis of borehole data was performed, the trend fields of the sandiness coefficient and the positions of the oil-water contact were calculated.

Keywords
inflow control, inflow control devices, carbonate reservoir, oil and gas field

For citation
Bembel M.R. Analysis of the field of seismic classes in the modeling of paleo cuts of the vikulov deposits on the example of the sector model of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 10–14. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-10-14

Received: 10.11.2022

В последнее время на месторождениях Западной Сибири отмечается устойчивая тенденция снижения добычи нефти по причине перехода наиболее крупных по запасам высокопродуктивных залежей нефти на завершающие стадии разработки. Так, на территории ХМАО за последние 14 лет добыча нефти снизилась более чем на 35 млн т [1].

Нижнемеловые отложения викуловской свиты являются важным продуктивным объектом Западной Сибири. Нефтеносность связана преимущественно с мелководно- и прибрежно-морскими песчаниками пласта ВК (викуловская свита), характеризующимися значительной протяженностью. Местами выдержанный стратиграфический разрез нарушается, что ранее объяснялось латеральным литолого-фациальным замещением либо врезанием течений или «подводных русловых потоков» (по А.Л. Медведеву)[2]. Несмотря на разные представления о строении отложений, существовала параллельно-пластовая модель викуловского резервуара, в соответствии с которой продуктивные пласты прослеживались повсеместно.

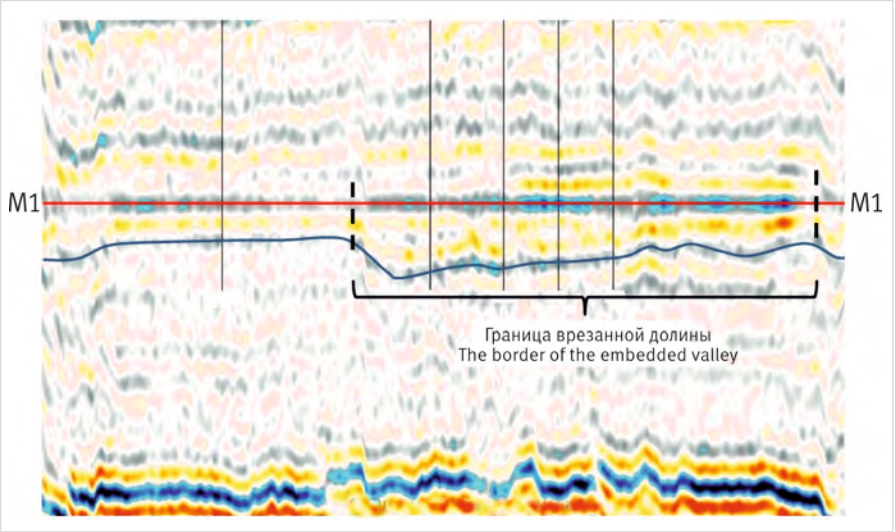


Рис. 1. Временной разрез 3D сейсмического куба, «выровненный» на горизонт М1
Fig. 1. A time section of a 3D seismic cube, "aligned" to the M1 horizon

Объект и методы исследования

Нарушение выдержанного характера викуловских отложений отчетливо прослеживается на сейсмическом разрезе (рис. 1). По данным сейсморазведки, ГИС и керна аномалии продуктивного разреза, вероятнее всего, могут быть идентифицированы как комплекс заполнения врезанных речных долин, образовавшихся в результате относительного падения уровня моря. Объекты этого типа имеют важное стратиграфическое, экономическое и прогностическое (нефтепоисковое) значение, что обуславливает актуальность изучения врезанных долин как для локального поиска залежей литологического и структурно-литологического типов, так и для регионального прогноза нефтегазоносных осадочных систем, ассоциированных с относительным падением уровня моря [2].

Континентальные перерывы, связанные с относительным падением уровня моря, во многих случаях трудны для выявления. Почвы, маркирующие поверхность несогласия на палео-междуречьях, часто эродируются при последующей трансгрессии — и поверхность перерыва, залегающая в толще морских отложений, трудноопределима даже в керне, не говоря уже о менее разрешенных данных ГИС и сейсморазведки. Важным и часто единственным выраженным признаком относительного падения уровня моря являются речные долины, врезанные в морские осадки [4].

Относительное падение уровня моря сопровождается выходом на дневную поверхность берегового склона и шельфа, размывом морских отложений речными потоками с последующим формированием комплекса генетически связанных осадков, образовавшихся в течение цикла относительных колебаний уровня моря («сиквенс» — по А.Л. Медведеву). Осадочное заполнение врезанных долин формируется в течение периода низкого стояния и последующей трансгрессии и обычно представлено полигенетическим комплексом аллювиальных и морских осадков, характеризующихся повышенной песчанистостью, увеличенной толщиной продуктивных пропластков.

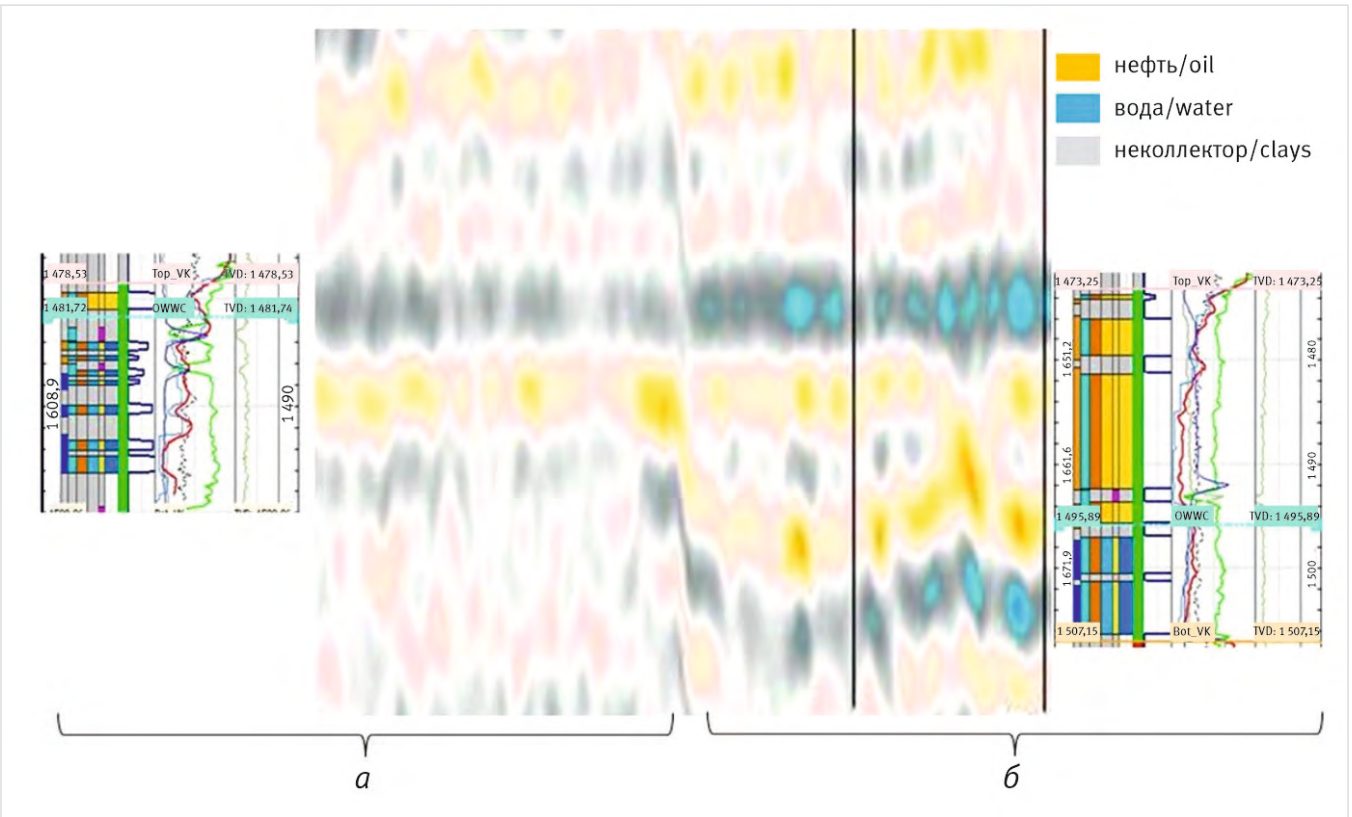


Рис. 2. Нормальный фациальный ряд: а — тонкослоистая среда. Нарушенный фациальный ряд: б — толстослоистая среда
Fig. 2. Normal facies series: a – thin-layered medium. Disturbed facies series: б – thick-layered medium

В результате перекрытия комплекса заполнения шельфовыми глинами в ходе трансгрессии создаются благоприятные условия для последующего образования литологических ловушек углеводородов с высоким качеством коллектора, что обуславливает нефтегазопоисковое (экономическое) значение врезанных долин. Считается, что с комплексом заполнения врезанных долин связаны лучшие резервуары в шельфовой части. Согласно оценке, в мире около 25 % всех неструктурных залежей в терригенных коллекторах приурочены к отложениям заполнения врезанных долин, включая и гигантские месторождения нефти [3].

В данной статье автором предлагается как качественная (картирование границ комплекса врезанных долин), так и количественная интерпретация комплекса исходной информации, включающая в себя:

- построение лито-фациальной карты;
- построение прогнозной карты песчанистости объекта;
- построение прогнозной карты положения ВНК (водонефтяного контакта);
- построение прогнозной карты эффективных, нефтенасыщенных толщин.

Результаты статистического анализа поля параметра сейсмокласса по скважинным данным

Построение лито-фациальной карты

В процессе построения концептуальной геологической модели объекта ВК врезанные речные долины в продуктивных отложениях викуловской свиты были идентифицированы по комплексу четырех критериев, установленных по данным сейсморазведки, ГИС и керна, среди которых:

- эрозионное срезание вмещающих отложений на поверхности несогласия и подошвенное налегание заполняющих отложений на борта врезанных долин;
- нарушение нормальной регрессивной последовательности фаций;
- особенности литологического разреза отложений (тонкослоистая — толстослоистая среда);
- особенности сейсмофациального рисунка.

В качестве четвертого критерия автором выбрано поле параметра сейсмоклассов (1–5), имеющего наибольший коэффициент корреляции с рассчитанным коэффициентом песчанистости по скважинными данными (до 0,58) по сравнению с другими сейсмическими атрибутами. Следует отметить, что наивысшим приоритетом (0,74) в поле параметра сейсмоклассов обладает параметр видимой частоты отраженной волны, что очевидно прослеживается на рисунке 3. Параметр амплитуды отражения обладает незначительным приоритетом (0,17), что необходимо, по мнению автора, учитывать и при традиционной интерпретации сейсмического поля. Для минимизации ошибок, вызванных случайными аномалиями, поле дискретного параметра сейсмоклассов предварительно было пересчитано в поле непрерывного параметра сейсмоклассов (1–5) (рис. 3).

Расчет непрерывного поля сейсмоклассов осуществлялся переформатированием дискретного параметра в непрерывный с последующей низкочастотной фильтрацией.

Песчаники заполнения комплекса врезанных долин характеризуются более крупнозернистой структурой и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Литологический разрез отличается увеличением толщин проницаемых пропластков (рис. 2). Средняя толщина проницаемых пропластков была рассчитана по скважинным данным как общая эффективная толщина в интервале пласта, деленная на коэффициент расчлененности.

Водонефтяной контакт в этих отложениях по данным выборки (36 скважин) на 5–30 м ниже, чем во вмещающих породах (рис. 4), а дебиты (по данным выборки) на 50–300 % выше.

На основе выборки скважинных данных рабочей модели (76 скв.) были построены две зависимости: 1 — коэффициента песчанистости от непрерывного параметра сейсмоклассов (от 1 до 5) (рис. 4), 2 — средней толщины проницаемых пропластков от непрерывного параметра сейсмоклассов (от 1 до 5).

Коэффициент песчанистости интервала ВК был рассчитан как эффективная толщина, деленная на общую мощность пласта ВК.

Полученная полиноминальная трендовая зависимость была использована при построении прогнозной карты средней толщины проницаемых пропластков по скважинным данным.

Следует отметить, что перепад уровней контакта по данным скважин варьирует от 1 470 до 1 502 м, общий перепад достигает 32 м. Используя полученный тренд зависимости уровня ВНК от средней толщины проницаемых пропластков и прогнозную карту средней толщины проницаемых пропластков (рис. 7), по скважинным данным была построена прогнозная карта поверхности ВНК (рис. 9).

Линия пересечения полученной прогнозной поверхности уровня ВНК и структурного плана кровли коллектора пласта ВК принята как «скорректированный по результатам анализа контур ВНК» (рис. 9).

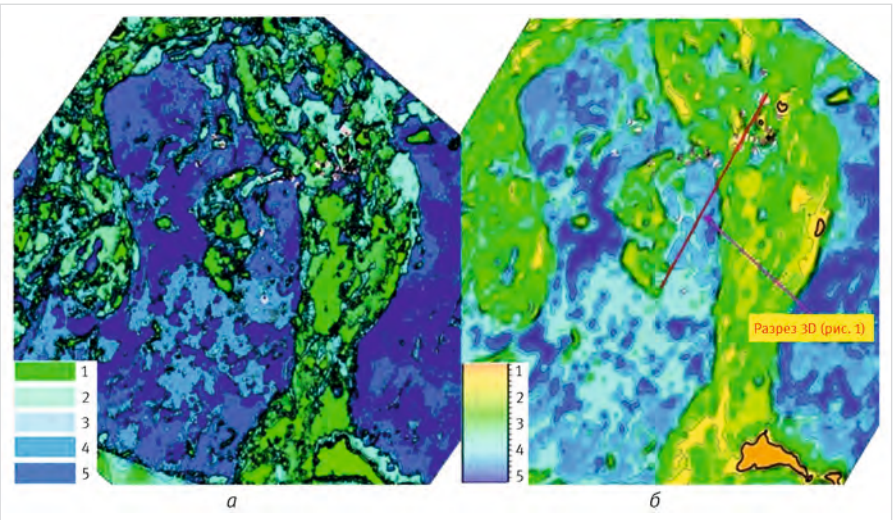


Рис. 3. Карты сейсмоклассов по данным 3D-сейсморазведки (а — дискретная модель/1–5 сейсмоклассы; б — непрерывная модель)
Fig. 3. Maps of seismic classes based on 3D seismic survey data (a – discrete model/1–5 seismic classes; б – continuous model)

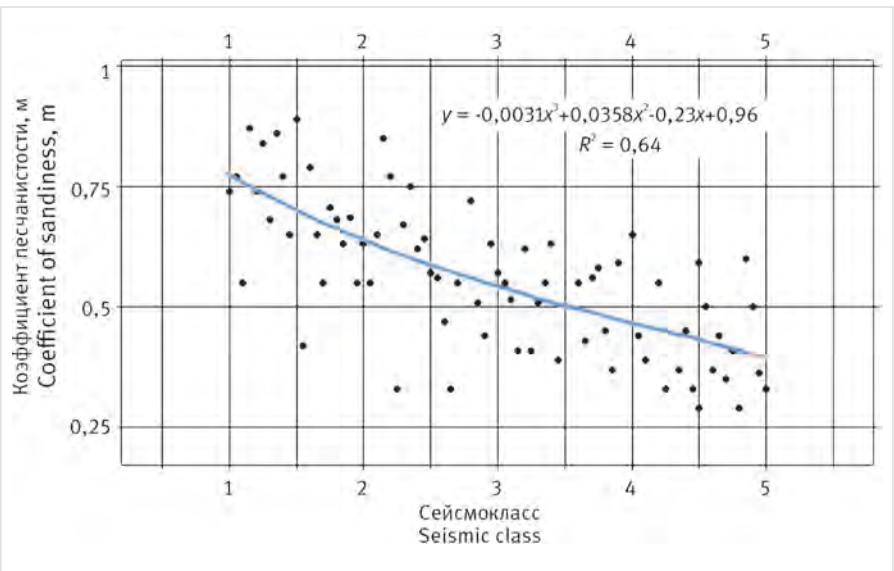


Рис. 4. Зависимость коэффициента песчанистости от параметра сейсмокласса. Ось X — параметр непрерывного поля сейсмоклассов (от 1 до 5, рис. 3б). Ось Y — песчанистость
Fig. 4. Dependence of the coefficient of sandiness on the parameter of the seismic class. The X-axis is the parameter of the continuous field of seismic classes (from 1 to 5, fig. 3б). The Y-axis is the sandiness

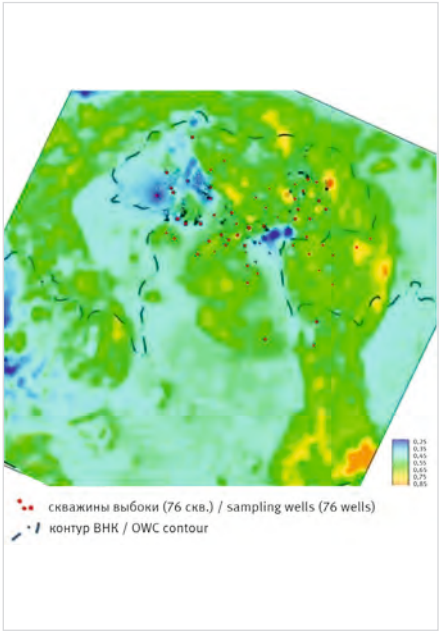


Рис. 5. Карта песчанистости, полученная по скважинным данным с использованием полиноминального тренда
Fig. 5. A map of sandiness obtained from borehole data using a polynomial trend

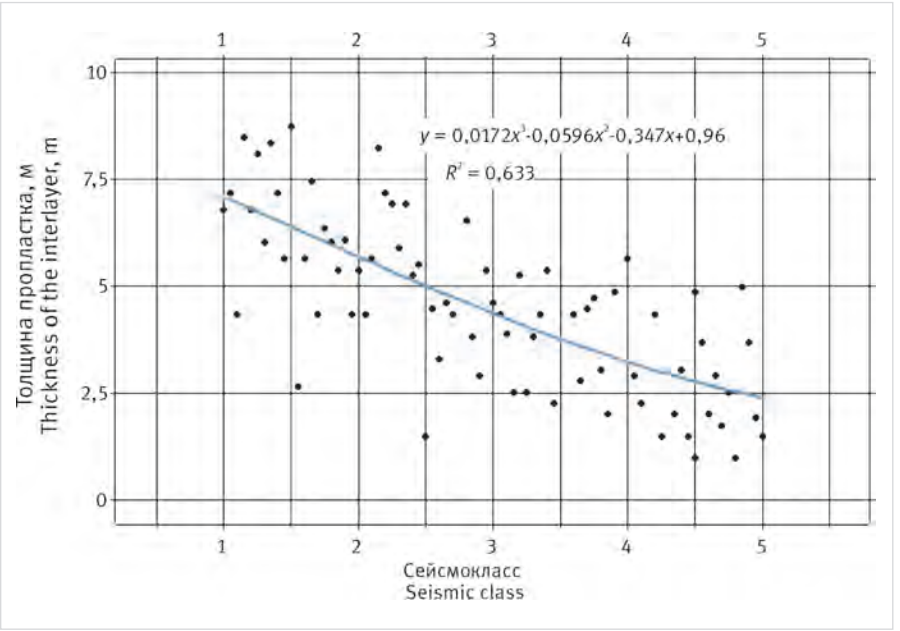


Рис. 6. Зависимость средней толщины проницаемых пропластков от непрерывной функции сейсмоклассов
Fig. 6. Dependence of the average thickness of permeable interlayers on the continuous function of seismic classes

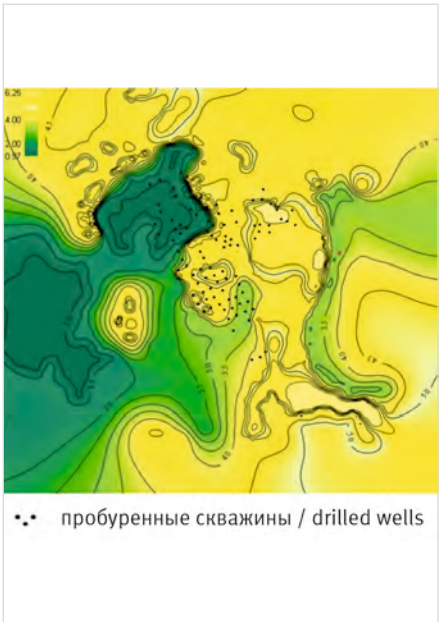


Рис. 7. Прогнозная карта средней толщины проницаемых пропластков
Fig. 7. Forecast map of the average thickness of permeable interlayers

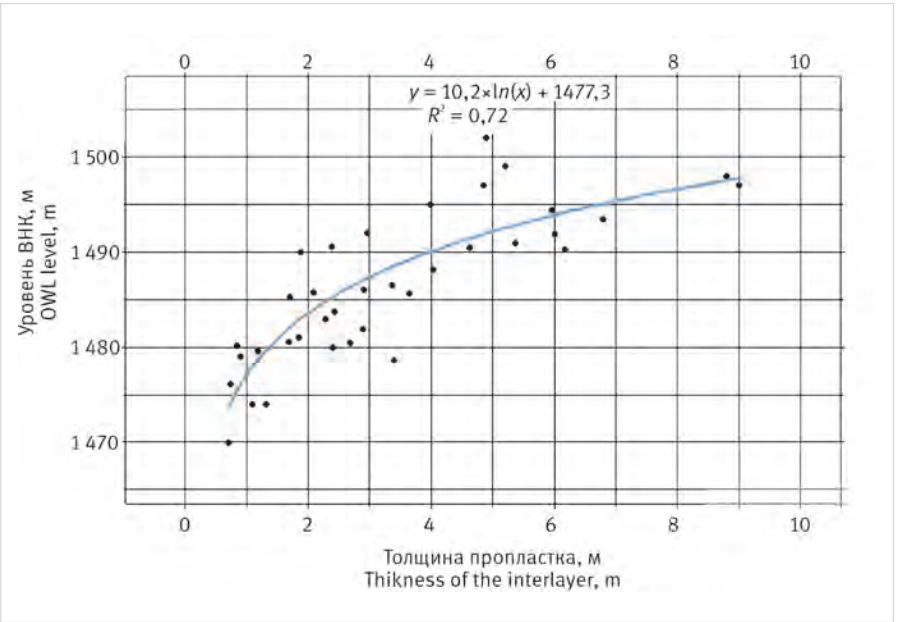


Рис. 8. Зависимость уровня ВНК от средней толщины проницаемых пропластков
Fig. 8. The dependence of the level of OWC on the average thickness of permeable interlayers

Выводы

Высокая продуктивность комплекса заполнения врезанных долин доказана на площади месторождения. Залежь приурочена к локальному структурному поднятию, в то же время его геометрия контролируется распределением песчаников-коллекторов в пределах заполнения долин.

Песчаники заполнения характеризуются более крупнозернистой структурой и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Водонефтяной контакт в этих отложениях на 5–30 м ниже, чем во вмещающих породах (рис. 5), а дебиты на 50–300 % выше.

Перспективы нефтегазоносности, открывающиеся в результате идентификации врезанных долин, связаны с выявлением самостоятельных подобных объектов в верхней части викуловской свиты.

В качестве поисковых критериев могут использоваться: эрозионное срезание вмещающих отложений на поверхности несогласия и подошвенное налегание заполняющих отложений на борта врезанных долин, нарушение нормальной регрессивной последовательности фаций, особенности литологического разреза отложений, особенности сейсмофациального рисунка.

Итоги

В результате проведенного статистического анализа скважинных данных (выборка из 36 скважин), построенной карты сейсмоклассов были получены зависимости:

- коэффициента песчанистости от параметра сейсмокласса;
- средней толщины проницаемых пропластков от непрерывной функции сейсмоклассов;
- уровня ВНК от средней толщины проницаемых пропластков.

Полученные зависимости использованы в качестве трендов при построении:

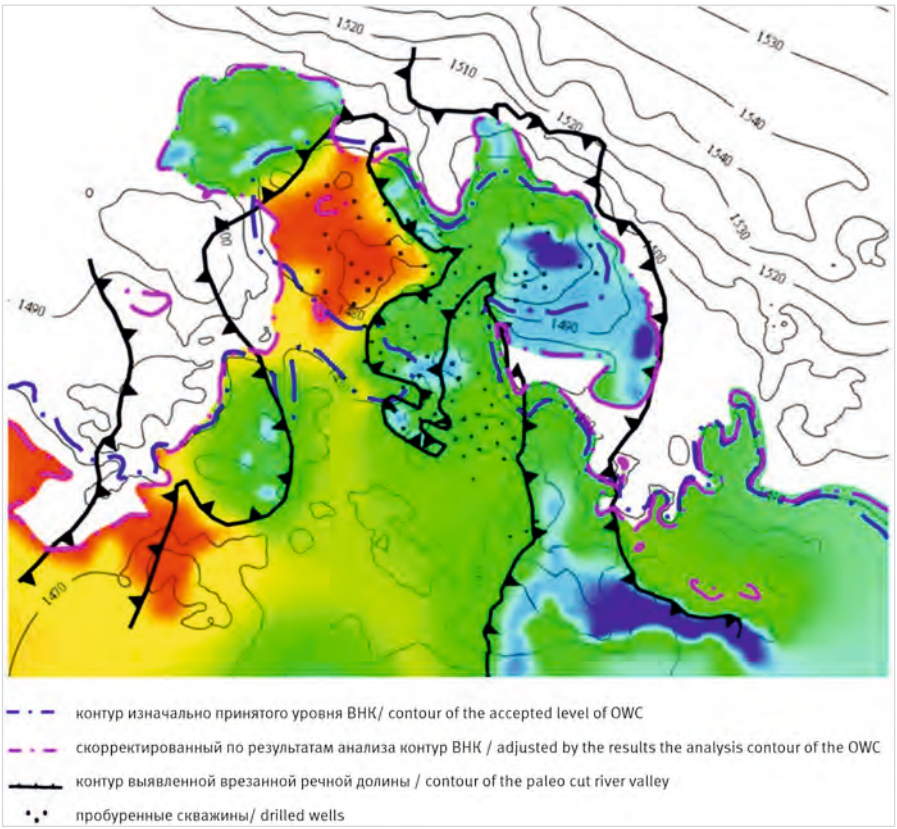


Рис. 9. Прогнозная карта поверхности ВНК (цветом) на стуктурном плане кровли коллектора ВК (изолинии без цвета)
Fig. 9. Forecast map of the surface of the VNK (colored) on the structural plan of the roof of the collector VK (isolines without color)

- карты песчанистости;
- карты средней толщины проницаемых пропластков;
- карты уровня водонефтяного контакта.

Наиболее важным результатом работы следует считать построение карты ВНК в неразбуренной части залежи, необходимой для проектирования дальнейшего бурения и разработки объекта.

Литература

1. Казенков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 3–11.
2. Медведев А.Л., Лопатин А.Ю., Зверев К.В. Фациальная модель пластов ВК1-3 викуловской свиты Каменного месторождения (Западная Сибирь) // 8-я научно-прикладная конференция EAGE по геологической разведке и разработке нефти и газа. Сентябрь, 2006.
3. Бойд Р.Т.Дж., Далримпл Р.В., Зейтлин Б. Системы врезанных долин: происхождение и осадочные последовательности // Society for Sedimentary Geology, 01/1994. (In Eng).
4. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей. Нефтяное хозяйство, № 2, 2016, С. 38–43.

ENGLISH

Conclusions

The high productivity of the embedded valley filling complex has been proven on the field area. The deposit is confined to a local structural uplift, at the same time its geometry is controlled by the distribution of sandstone reservoirs within the filling of the valleys.

Filling sandstones are characterized by a coarser-grained structure and better filtration and capacitance properties. The oil-water contact in these deposits is 5–30 meters lower than in the host rocks (fig. 5), and the flow rates are 50–300 % higher.

The prospects for oil and gas potential that open up as a result of the identification of embedded valleys are associated with the identification of independent similar objects in the upper part of the Vikulov formation. As search criteria, the following can be used: erosive cutting of the enclosing sediments on the surface of the disagreement and plantar overlaying of filling sediments on the sides of embedded valleys, violation of the normal regressive sequence of facies, features of the lithological section of sediments, features of the seismic facies pattern.

Results

As a result of the statistical analysis of borehole data (sample of 36 wells), a map of seismic classes were obtained:

- sandstone coefficient from the seismic class parameter;
- average thickness of permeable interlayers from the continuous function of seismic classes;
- the level of water-oil contact from the average thickness of permeable interlayers.

The obtained dependencies were used as trends in the construction of maps:

- sandiness maps;
- maps of average thickness of permeable interlayers;
- maps of the water-oil contact level.

The most important result of the work should be considered the construction of the water-oil contact map in the undrilled part of the deposit, which is necessary for designing further drilling and development of the object.

References

1. Kuzenkov V.A. The raw material base of hydrocarbons and regional features of the distribution of deposits in the Tyumen formation and its analogues in Western Siberia. Drilling and oil, issue 3, 2016, P. 3–11. (In Russ).
2. Medvedev A.L., Lopatin A.Yu., Zverev K.V. Facies model of the VK1-3 formations of the Vikulov formation of the Kamenny deposit (Western Siberia). 8th EAGE Scientific and Applied Conference on Geological Exploration and Development of Oil and Gas, September 2006. (In Russ).
3. Dalrymple R.W., Boyd R., Zaitlin B.A. Incised-Valley Systems: Origin and Sedimentary Sequences. SEPM Society for Sedimentary Geology, 1994, Vol. 51. 391 p. (In Eng).
4. Alexandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis of the influence of clay rocks, layers and screens on the indicators of deposit development. Oil Industry, 2016, issue 2, P. 38–43. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бембель Михаил Робертович, главный специалист управления по ГРМ АО «Самотлорнефтегаз»,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: bembelmr@tnnc.rosneft.ru

Bembel Mikhail Robertovich, chief specialist of the department for timing “Samotlorneftegaz” JSC,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: bembelmr@tnnc.rosneft.ru

ООО «НПФ «Модуль»
Инновационные технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ ВИДОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЕГО ТЕСТИРОВАНИЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОПЫТНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НА СКВАЖИНАХ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ ЗАКАЗЧИКА
70+ КОМАНДА ПРОФЕССИОНАЛОВ
Каждый работник представляет ценность для организации, вносит свой вклад в достижение целей компании
ISO 9001 МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ
На предприятии разработана и внедрена система менеджмента качества ИСО 9001
БОЛЬШОЙ ОПЫТ 15 лет
Научно-производственная фирма «Модуль» начала свой путь с 2006 года
ВСЕГДА НА СВЯЗИ 24 часа
Отвечаем на все вопросы до и после выполнения работ
ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»
РТ, г. Лениногорск, ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64
modullen@mail.ru
www.npf-modul.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21 УДК 550.34.06.013.3

Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование

Гайфулина Е.Ф.[1], **Решетников А.А.**[1], **Швыдкой В.С.**[1], **Дорохов А.Р.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия
efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Приведенные в статье результаты показывают, как с помощью стохастической инверсии эффективно внедрять сейсмические данные в трехмерное моделирование, тем самым повышая надежность полученных геологических моделей. Для отложений пластов ПК$_{19–20}$ на основе стохастической инверсии выполнен площадной прогноз обстановок осадконакоплений (фаций), выделенных по скважинным данным. Полученная трехмерная геологическая модель точнее подчеркивает неоднородности распространения свойств в геологической среде, что особенно важно при планировании эксплуатационного бурения.

Материалы и методы
В работе реализована методика стохастической сейсмической инверсии и анализ полученных результатов для включения в трехмерную геологическую модель. В качестве входных данных использованы угловые суммы, кривые упругих свойств и фаций по скважинам, стратиграфический каркас трехмерной геологической модели.

Ключевые слова
стохастическая (геостатистическая) инверсия, фация

Для цитирования
Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21

Поступила в редакцию: 06.12.2022

UDC 550.34.06.013.3

Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling

Gaifulina E.F.[1], **Reshetnikov A.A.**[1], **Shvydkoy V.S.**[1], **Dorokhov A.R.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Sibneftegaz" JSC, Tyumen, Russia
efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Abstract
Presented in the article results show how to effectively integrate seismic data into 3D modeling using stochastic inversion, thereby increasing the reliability of the obtained geological models. For the deposits of PK$_{19–20}$ formations, on the basis of stochastic inversion, an areal forecast of sedimentation environments (facies) identified from well data was made. The resulting three-dimensional geological model more accurately emphasizes the heterogeneity of the distribution of properties in the geological environment, which is especially important when planning production drilling.

Materials and methods
The paper implements the technique of stochastic seismic inversion and analysis of the obtained results for inclusion in a three-dimensional geological model. Angle stacks, well curves of elastic properties and facies, a stratigraphic framework of a three-dimensional geological model were used as input data.

Keywords
stochastic (geostatistical) inversion, facies

For citation
Gaifulina E.F., Reshetnikov A.A., Shvydkoy V.S., Dorokhov A.R. Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21

Received: 06.12.2022

Введение

В ходе развития сейсмической инверсии возникла необходимость ее объединения с другими дисциплинами: остро встает вопрос, каким образом использовать полученные результаты на последующих этапах изучения месторождений углеводородов. Выполненные на стадии геологоразведочных работ (ГРР) сейсмическая инверсия и количественный атрибутный анализ, учитывая неопределенность прогнозов в силу разрешающей способности сейсморазведки, не всегда удается эффективно использовать на стадии разработки месторождения. Усложняет задачу и то, что при построении 3D-модели для разработки зачастую происходит корректировка концептуальной геологической модели: например, повышается детальность работ, стратифицируются дополнительные границы и пр. Таким образом происходит разрыв между стадиями изучения месторождения, а специалисты вынуждены несколько раз выполнять одну и ту же работу.

Одним из решений этой проблемы является геостатистическая (стохастическая) инверсия. Данный вид инверсии появился уже довольно давно. Методика схожа с процессом построения трехмерной геологической модели за одним исключением: здесь вводится дополнительное ограничение сейсмическими данными. Для каждой итерации расчета по построенной модели синтезируется волновое поле и сопоставляется с реальным: модель считается корректной только в случае подобия данных. Подробное описание действия алгоритма опубликовано в большом количестве работ [6–9].

Стохастическая инверсия требует знания параметров детерминистической инверсии, а настройка горизонтальных вариограмм осуществляется на основе карт атрибутов, рассчитанных по кубам упругих свойств. Также при геостатистической инверсии напрямую анализируется волновое поле в интервале целевого объекта, что позволяет избежать кропотливого процесса поиска связей скважинных параметров (фильтрационно-емкостные свойства, фации, литотипы) с атрибутами сейсмической записи. Таким образом в разработке напрямую используются результаты ГРР, что обеспечивает преемственность стадий изучения месторождения.

Специалисты ПАО «НК «Роснефть» эту методику уже использовали в различных работах на объектах компании [4, 5]. Например, при прогнозе литологического строения бажено-абалакского интервала разреза (БАК) в пределах Красноленинского свода [1] на основе полученных результатов удалось выполнить прогноз литологических свойств объекта, а также выделить продуктивные и перспективные зоны в интервале БАК и оценить степень неопределенности прогнозов.

В настоящей статье технология стохастической инверсии реализована для интервала нижней части покурской свиты Берегового месторождения. Промежуточные результаты опробования алгоритма для отложений пластов ПК$_{19\text{-}20}$ подтвердили качество и достаточность скважинных и сейсмических данных, обоснованность применения методики для объекта исследования. В первой итерации расчет осуществлялся на независимой стратиграфической сетке, параметры которой отличались от трехмерной геологической модели [3], алгоритм использован для площадного прогноза литологии.

В текущей работе, опираясь на потребности разработки при построении 3D-модели, стояла задача установить, где на площади и с какой вероятностью можно встретить выделенные по скважинам фации.

Концептуальная геологическая модель

В качестве исходной информации использованы различные геолого-геофизические исследования: данные керна, кривые геофизических исследований скважин (ГИС), материалы сейсморазведочных работ (СРР) 3D, результаты региональных исследований на изучаемой территории. Для целей сейсмической инверсии в скважинах с упругими методами ГИС выполнено петроупругое моделирование.

Судя по результатам детального седиментологического описания керна по скважинам Береговой площади, отложения пластов ПК$_{19\text{-}20}$ накапливались в прибрежно-континентальных обстановках осадконакопления: пласт ПК$_{19}^{1}$ — в условиях приливно-отливной равнины и примыкающей к ней низменности, периодически заливаемой морем; пласт ПК$_{19}^{2}$ — в условиях затопленной низменной равнины и примыкающих к ней приливно-отливных отмелей; пласт ПК$_{20}$ — в условиях низменной равнины, контактирующей с приливно-отливной зоной.

Всего для пластов ПК$_{19-20}$ было выделено более 20 фаций. Моделирование и прогнозирование такого большого количества фациальных обстановок нецелесообразно, так как свойства некоторых очень близки между

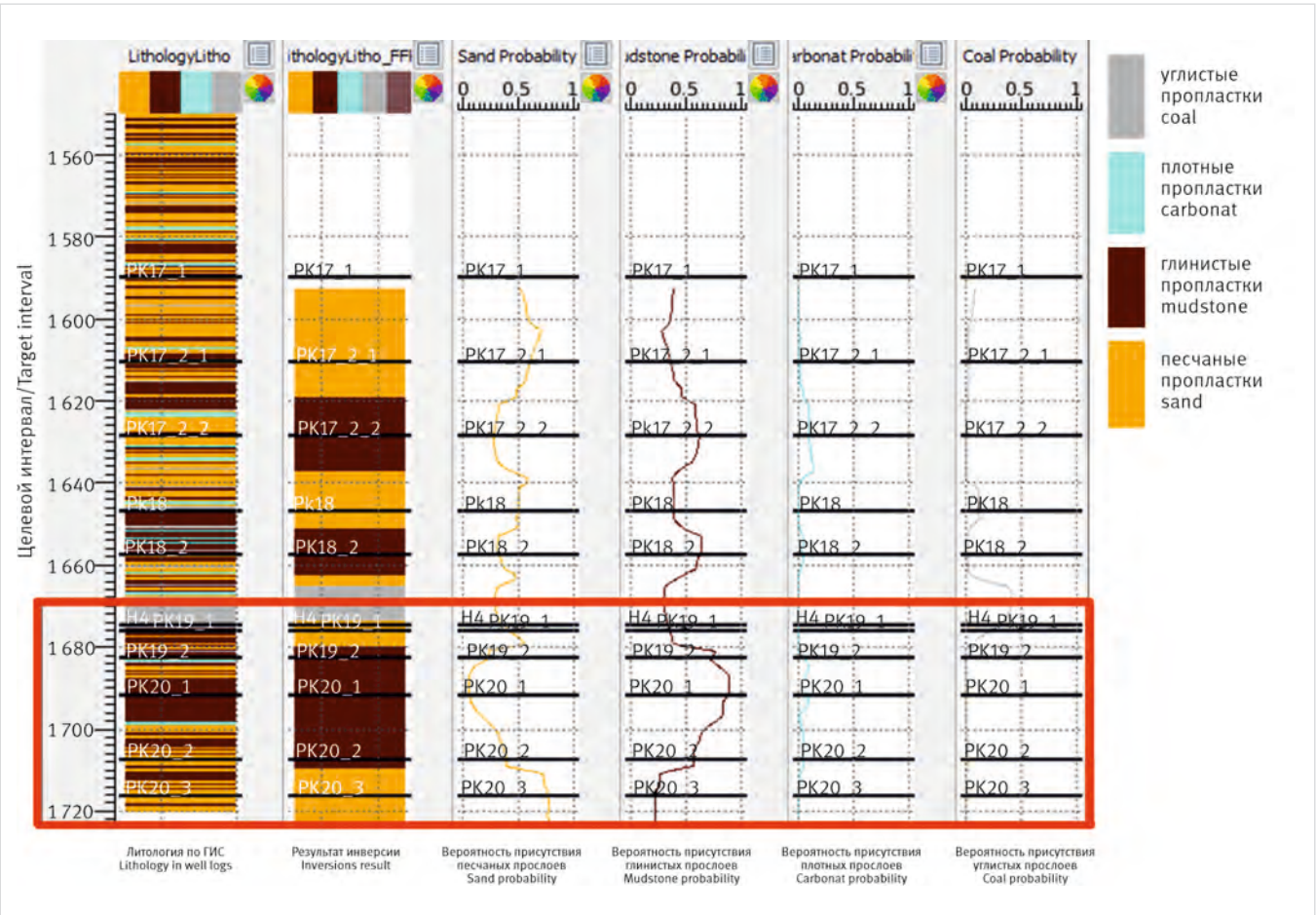


Рис. 1. Результаты байесовской классификации по скважине в целевом интервале
Fig. 1. Bayesian classification results for the well in the target interval

Табл. 1 Параметры сеточной модели
Tab. 1 Grid model parameters

Наименование слоя	Интервал	Напластование	Вертикальный размер ячеек, м	Горизонтальный размер ячеек, м
$ПК_{17}$	кровля $ПК_{17}$ – кровля $ПК_{19}^{1}$	конформно кровле и подошве	4	100×100
$ПК_{19}^{1}$	кровля $ПК_{19}^{1}$ – кровля $ПК_{19}^{2}$	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
$ПК_{19}^{2}$	кровля $ПК_{19}^{2}$ – кровля $ПК_{20}$	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
$ПК_{20}$	кровля $ПК_{20}$ – подошва $ПК_{20}$	конформно кровле и подошве	0,3	100×100
подошва $ПК_{20}$ – М	подошва $ПК_{20}$ – $АТ_{6}^{2}$	конформно кровле и подошве	4	100×100

Табл. 2. Корреляция мощностей фаций в точках скважин с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии
Tab. 2. Facies thicknesses correlation at well points with predicted values based on the results of stochastic inversion

Фация	Код	Пласт	ККор	Использование в 3D-моделировании
Болото	SW	$ПК_{19}^{1}$	‹ 0,4	–
Глинистая приливно-отливная отмель	MTF		‹ 0,4	–
Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF		‹ 0,4	–
Приливно-отливный канал	TC		0,65	Сейсмический тренд
Болото	SW	$ПК_{19}^{2}$	‹ 0,4	–
Глинистая приливно-отливная отмель	MTF		0,53	–
Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF		‹ 0,4	–
Приливно-отливный канал	TC		0,66	Сейсмический тренд
Болото	SW	$ПК_{20}$	‹ 0,4	–
Глинистая приливно-отливная отмель	MTF		0,4	–
Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF		‹ 0,4	–
Речное русло	FCt		0,54	Сейсмический тренд

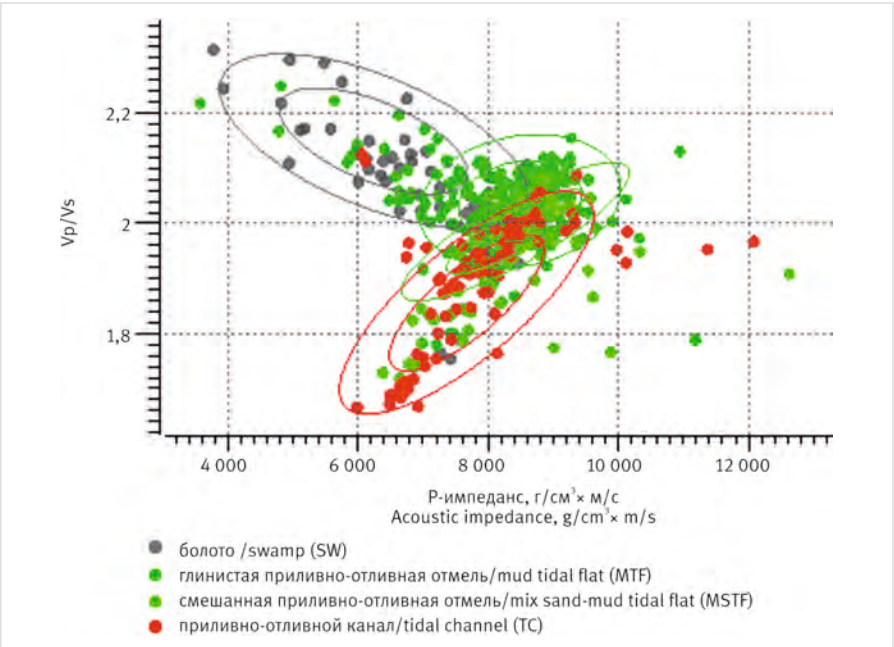


Рис. 2. Связь фаций с упругими параметрами на примере пласта $ПК_{19}^{2}$
Fig. 2. Relationship of facies with elastic parameters by the example of formation PK_{19}^{2}

собой и по отдельности они не проявляются в поле упругих параметров, поэтому они были объединены в группы макрофаций: SW — болото, MTF — глинистая приливно-отливная отмель, MSTF — смешанная глинистая приливно-отливная отмель, TC — приливно-отливный канал ($ПК_{19}$), FCt — речное русло с влиянием приливно-отливных процессов ($ПК_{20}$).

При выделении фаций по данным ГИС за методическую основу приняты модели В.С. Муромцева [2]. Для прогноза и распространения фаций по комплексу ГИС в скважинах проанализированы формы кривых αПС, ГК, ГГКп и др.:

- отложения флювиальных русел (FCt) характеризуются блоковой либо колоколовидной формой кривых ПС и ГК, низкими значениями ГК, значениями αПС › 0,7;
- отложения приливно-отливных каналов (TC) характеризуются колоколовидной формой кривых ПС и ГК, низкими значениями ГК, значениями αПС ›0,6;
- отложения глинистых приливно-отливных отмелей (MTF) характеризуются положительной аномалией кривых ПС и ГК, высокими значениями ГК, ГГК-П, значениями αПС ‹0,5;
- отложения смешанных приливно-отливных отмелей (MSTF) характеризуются зубчатой, изрезанной формой кривых ПС и ГК, средними значениями ГК, значениями αПС 0,3–0,7;
- отложения маршей и болот (SW) характеризуются низкими значениями ГК, ГГК-П.

Для площадного прогноза обстановок осадконакопления и наполнения их свойствами при построении трехмерной геологической модели выполнен поиск связей моделируемых параметров (фаций) с данными СРР — к сожалению, в рамках стандартного атрибутного анализа убедительных зависимостей не получено. Однако объемная вероятностная классификация, реализованная по результатам детерминистической синхронной инверсии, позволяет выделить мощные пропластки преобладающих литотипов (рис. 1). Этот результат стал необходимым основанием дальнейшего совершенствования методики прогноза. Нерешенным остался вопрос детальности. В представленной работе это реализовано с помощью стохастической инверсии, где повышение детальности происходит за счет включения скважин в решение.

Настройка параметров стохастической инверсии

Основанием для применения описываемой методики на изучаемом объекте является связь выделенных фаций с упругими параметрами, которая обеспечивает возможность

их прогноза на основе результатов инверсии. На рисунке 2 приведен пример разделения фаций в поле параметров Р-импеданс и соотношение скорости продольной волны (Vp) к скорости поперечной (Vs) для пласта $ПК_{19}^{2}$. Зависимость построена по скважинам, в которых выполнено петроупругое моделирование. Данные на кроссплоте аппроксимированы с помощью функции плотности вероятности. Также статистическая модель подразумевает анализ вертикальных пропорций прогнозируемых фаций по скважинам и построение вариограмм для оценки законов распространения свойств по вертикали (на основе скважинной информации) и горизонтали (на основе атрибутов, рассчитанных по результатам синхронной инверсии) (рис. 3). На основе полученных закономерностей выполняется последующее распространение свойств в модели. Качество результата стохастической инверсии оценивается в том числе по сходимости поданной на вход статистической модели с выходной статистикой.

Решение прямой задачи выполнено по уравнению Аки — Ричардса в параметризации: Р-импеданс, соотношение скорости продольных волн к скорости поперечных Vp/Vs, плотность.

Отметим важную и отличительную от других видов инверсии особенность: геостатистическая инверсия выполнена в глубинной области, на трехмерной стратиграфической сетке, которая в последующем используется для построения трехмерной геологической модели (табл. 1), что упрощает процесс передачи результатов инверсии в 3D-модель. Перевод во временной масштаб для сопоставления с реальным волновым полем осуществлялся посредством глубинно-скоростной модели (ГСМ).

В работе моделирование выполнено для трех целевых интервалов. Вмещающие интервалы выше и ниже объекта исследования добавлены для корректной трансформации в синтетическое волновое поле — ширина каждого интервала должна быть примерно равна длине сигнала (импульса).

Совпадение синтезированных в результате инверсии сейсмических данных с исходными обеспечивает дополнительное ограничение результата стохастического моделирования. Для оценки качества совпадения анализируется остаточное волновое поле, которое рассчитывается как разница между наблюденным и синтезированным: равномерное поведение и низкие значения амплитуд на остаточном разрезе, по сравнению с исходным и модельным, а также высокие значения соотношения сигнал/помеха и корреляции сейсмика/синтетика свидетельствуют о качественно проведенном инверсионном преобразовании (рис. 4).

Итоги

Результатом стохастической инверсии является множество случайных равновероятных объемных вариантов модели фаций и соответствующих упругих свойств (рис. 5). В представленной работе тестировалось различное количество реализаций — максимальное число стохастически смоделированных вариантов объекта достигало 100. В итоговой версии выполнен расчет 30 реализаций без

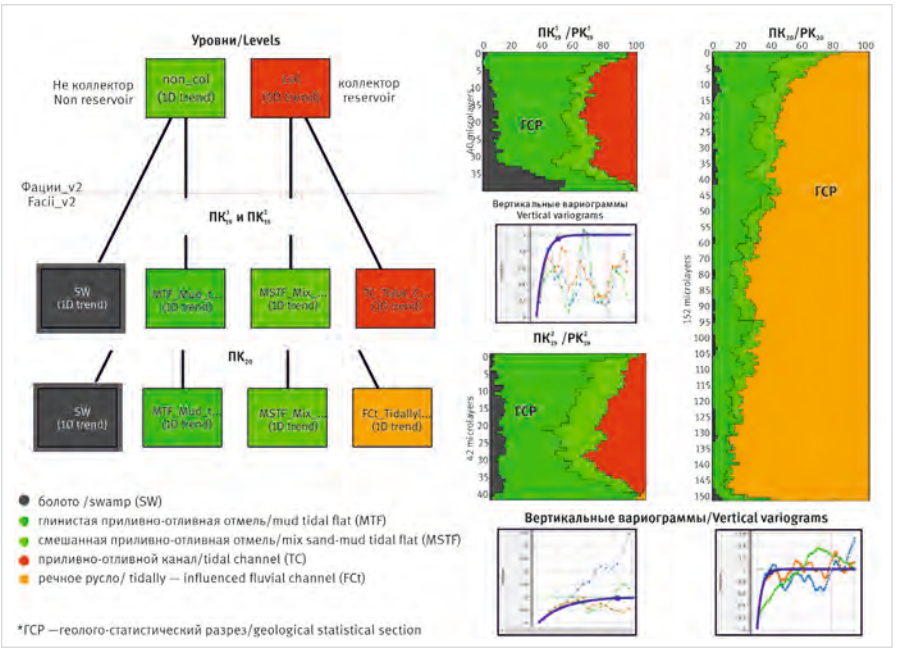


Рис. 3 Статистическая модель
Fig. 3 Statistical Mode

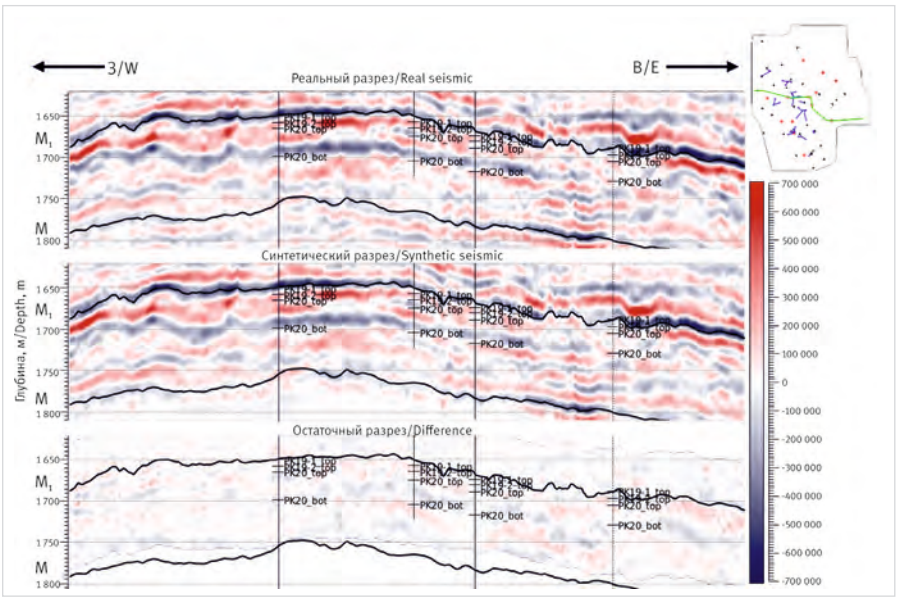


Рис. 4. Сопоставление сейсмических и синтетических данных для угловой суммы 12–24°
Fig. 4. Comparison of seismic and synthetic data for the angle stack 12–24

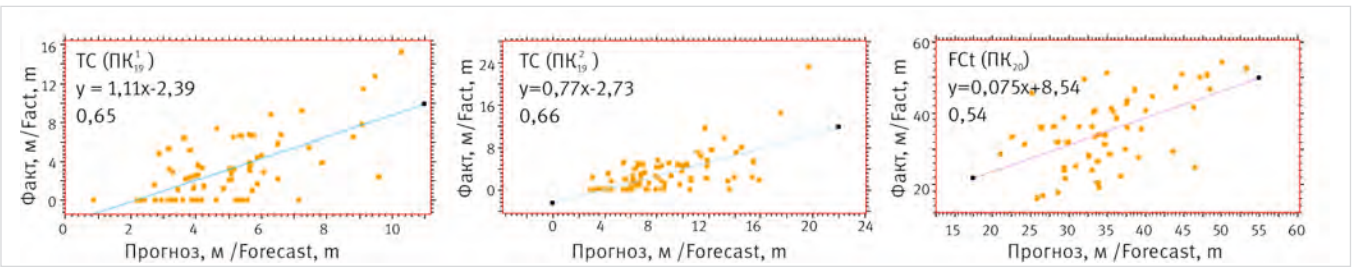


Рис. 6. Зависимости мощностей фаций в точках скважин с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии, используемые в качестве сейсмического тренда
Fig. 6. Dependences of facies thicknesses at well points with predicted values based on the results of stochastic inversion, used as a seismic trend

включения скважин в решение — количество, принятое оптимальным по соотношению качество/время, затрачиваемое на расчет и последующий анализ полученной информации. Располагая не одним, а несколькими решениями, появляется возможность выполнить оценку неопределенности, рассчитать частоту встречаемости каждой фации в ячейках модели. Располагая этими значениями, можно определить оптимистичный и пессимистичный варианты прогноза коллектора, чтобы минимизировать риски при расстановке эксплуатационного фонда.

Основной сложностью геостатистической инверсии является выбор единственной модели из множества вариантов расчета и настроек. Самым главным критерием было и остается схождение со скважинными данными. В данной работе таким показателем стало сопоставление суммарной мощности фаций, выделенных по скважинам, с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии (табл. 2). Помимо отдельных реализаций для анализа привлекалась мультиреализация, в которой наполнение модели фациями происходит на основе частоты встречаемости каждой обстановки осадконакопления.

Для использования напрямую в трехмерном виде результат стохастической инверсии пока не применим — прямое сопоставление с кривыми по скважинам не обеспечивает достаточную сходимость. Вероятно, необходима итеративная донастройка данных моделирования. Также не стоит исключать возможные слабые стороны созданной концептуальной модели, требующие пересмотра: слабое разделение в поле упругих параметров фаций глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) приливно-отливных отмелей сказывается на их прогнозе.

Однако в двумерном виде модель, полученная по мультиреализации, показала наилучшее схождение со скважинными данными — по каждому интервалу моделирования наблюдаются уверенные связи мощности фаций каналов (TC) и речных русел (FCt), выделенных по скважинам, с прогнозными значениями (рис. 6). Эти данные будут использованы в качестве 2D сейсмического тренда при построении трехмерной геологической модели.

Выводы

В представленной статье наглядно показано, что стохастическая инверсия может стать связующим звеном при переходе от ГРР к разработке месторождения, решая проблему использования сейсмических данных для трехмерного моделирования.

Кроме того, результат стохастической инверсии может использоваться для выявления погрешностей подготовки входных данных и последующей корректировки концептуальной геологической модели. Чтобы добиться лучшего результата, необходимо выполнить несколько итераций расчета, последовательно уточняя априорную информацию.

Геостатистическая инверсия, что подтверждается полученными результатами, несомненно, является перспективным направлением для эффективного внедрения сейсмических данных в трехмерное моделирование и повышения качества построенных 3D сейсмогеологических моделей.

Литература

1. Агалаков С.Е., Гайфулина Е.Ф., Грищенко М.А., Новокрещин А.В., Новоселова М.Ю.,

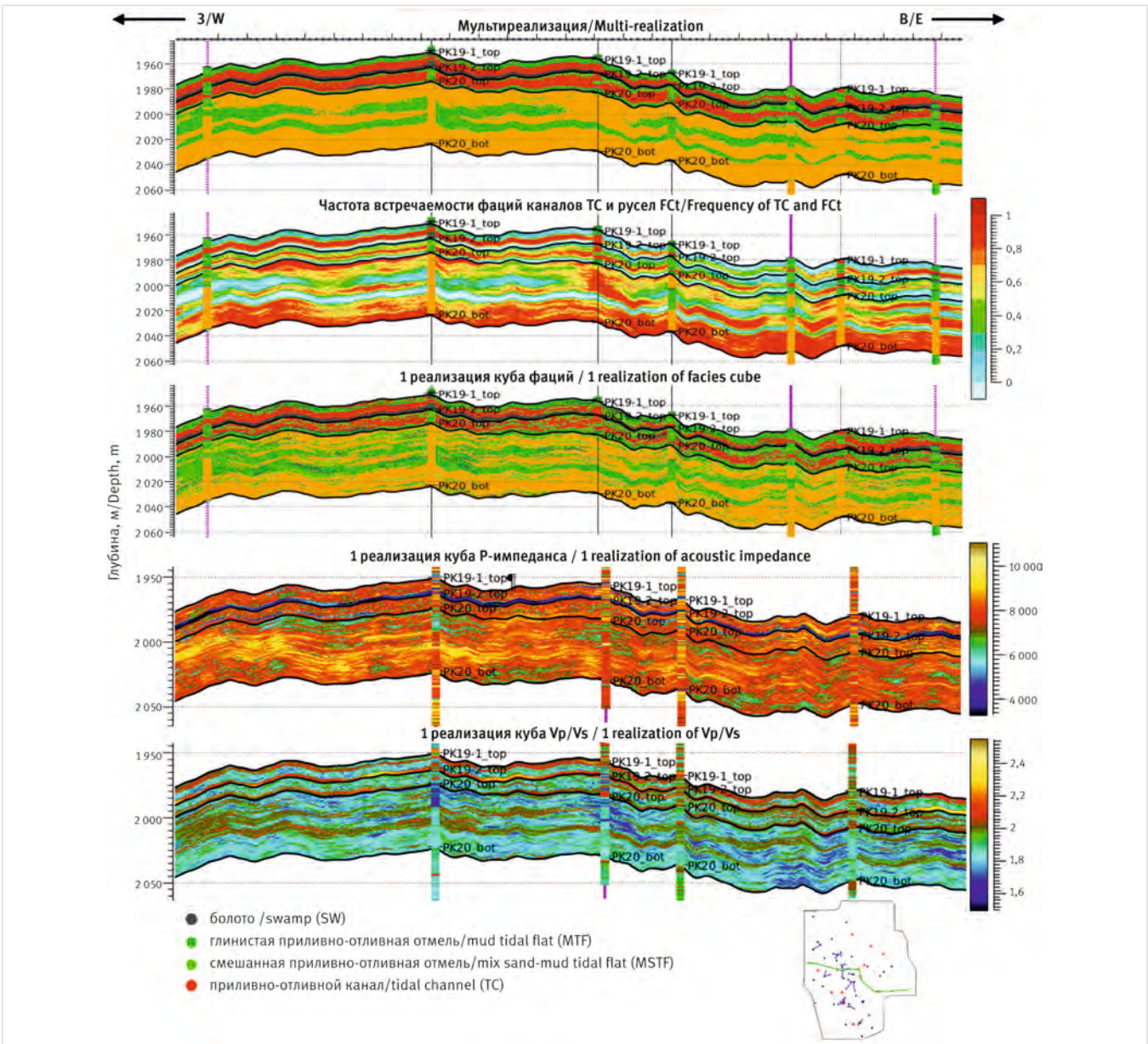


Рис. 5. Результат стохастической инверсии
Fig. 5. Stochastic inversion result

Торгашова Л.В., Чикина Н.Н. Новые направления поисков и разведки скоплений углеводородного сырья // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. № 7. С. 58–64.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
3. Гайфулина Е.Ф., Яневиц Р.Б., Мельников Р.С., Емельянов Д.В., Дорохов А.Р., Дарий С.Д., Романов В.В. Опыт применения стохастической инверсии для прогноза литологии по сейсмическим данным // Нефтяное хозяйство. 2021. № 9. С. 34–37.
4. Хамитуллин И. М., Новокрещин А.В., Шилова Ю.В., Клюсова Е.Ю. Возможности применения результатов геостатистической инверсии для 3D геологического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 4. С. 10–13.
5. Хамитуллин И.М., Новокрещин А.В., Шилова Ю.В., Никитин А.Ю. Стохастическая инверсия как инструмент повышающий детальность и надежность прогноза свойств резервуара в межскважинном пространстве // Тезисы докладов Международной конференции EAGE. Тюмень, 2017. 5 с.
6. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 2 // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С. 5–15.
7. Haas A., Dubrule O. Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. First Break, 1994, Vol. 12, issue 11, P. 561–569. (In Eng).
8. Nieto J., Batlai B., Delbecq F. Seismic lithology prediction: A montney shale gas case study. Recorder, 2013, Vol. 38, issue 2, P. 34–42. (In Eng).
9. Pendrel J. The New reservoir characterization. Recorder, 2006, Vol. 31, special issue, 13 p. (In Eng).

ENGLISH

Conclusions

This article clearly shows that stochastic inversion can become a link in the transition from exploration to field development, solving the problem of using seismic data for 3D modeling. In addition, the result of stochastic inversion can be used to identify errors in the preparation of input data and subsequent correction of the conceptual geological model. To achieve the best result, it is necessary to perform several iterations of the calculation, successively refining the a priori information. Geostatistical inversion, which is confirmed by the obtained results, is undoubtedly a promising direction for the effective implementation of seismic data in three-dimensional modeling and improving the quality of the constructed 3D geological models.

Results

Stochastic inversion result is a set of random equally probable volumetric variants of the facies model and the corresponding elastic properties (fig. 5). the presented work, a different number of implementations was tested – the maximum number of stochastically modeled variants of the object reached 100. In the final version, 30 implementations were calculated without including wells in the solution – the number accepted as optimal in terms of quality/time spent on the calculation and subsequent analysis of the information received.

Having not one, but several solutions, it becomes possible to perform an uncertainty assessment, calculate the frequency of occurrence of each facies in the cells of the model. With these values, it is possible to determine the optimistic and pessimistic variants of the reservoir forecast in order to minimize the risks when arranging the operating fund. The main difficulty of geostatistical inversion is the choice of a single model from a variety of calculation options and settings. Convergence with well data was and remains the most important criterion. In this paper, such an indicator was the comparison of the total thickness of the facies identified by wells with the predicted values based on the results of stochastic inversion (tab. 2). In addition to individual implementations, a multi-realization was involved in the analysis, in which the model is filled with facies based on the frequency of occurrence of each sedimentation environment.

For direct use in 3D, the result of stochastic inversion is not yet applicable – a direct comparison with curves for wells does not provide sufficient convergence. Probably, iterative tuning of the simulation data is needed. Also, one should not exclude possible weaknesses of the created conceptual model that require revision: a weak separation of the clayey (MTF) and mixed (MSTF) facies of tidal flats in the field of elastic parameters affects their forecast.

References

1. Agalakov S.E., Gaifulina E.F., Grishchenko M.A., Novokreschin A.V., Novoselova M.Yu., Torgashova L.V., Chikina N.N. New directions of prospecting and exploration of hydrocarbon accumulations. NEFTEGAZ.RU, 2020, issue 7, P. 58–64. (In Russ).
2. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
3. Gayfulina E.F., Yanevits R.B., Melnikov R.S., Emelyanov D.V., Dorokhov A.R., Darius S.D., Romanov V.V. Experience of stochastic inversion application for lithology prediction by seismic data. Neftyanoe Khozyaistvo, 2021, issue 9, P. 34–37. (In Russ).
4. Khamitullin I.M., Novokreschin A.V., Shilova Yu.V., Klyusova E.Yu. Possibilities of applying the results of geostatistical inversion for 3D geological modeling. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” PJSC, 2014, issue4. P. 10–13. (In Russ).
5. Khamitullin I.M., Novokreschin A.V., Shilova Yu.V., Nikitin A.Yu. Stochastic inversion as a tool for increasing the detail and reliability of forecasting reservoir properties in the interwell space. Abstracts of the international conference, EAGE, Tyumen, 2017. 5 p. (In Russ).
6. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E. Almost everything about seismic inversion. Part 2. Seismic Exploration Technologies, 2011, issue 1, P. 5–15. (In Russ).
7. Haas A., Dubrule O. Geostatistical inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. First Break, 1994, Vol. 12, issue 11, P. 561–569. (In Eng).
8. Nieto J., Batlai B., Delbecq F. Seismic lithology prediction: A montney shale gas case study. Recorder, 2013, Vol. 38, issue 2, P. 34–42. (In Eng).
9. Pendrel J. The New Reservoir Characterization. Recorder, V. 31, Mar. 2006. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гайфулина Елена Фанисовна, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Решетников Артем Александрович, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Швыдкой Виктор Сергеевич, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, начальник отдела,
АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Gaifulina Elena Fanisovna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: efgaifulina@tnnc.rosneft.ru

Reshetnikov Artem Aleksandrovich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Shvydkoy Victor Sergeevich, head of division,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Dorohov Anton Romanovich, head of division,
“Sibneftegaz” JSC, New Urengoy, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-22-28 УДК 552.122 I Научная статья

Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири

Грищенко М.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных развитию научного направления в области фациального моделирования сложнопостроенных геологических объектов нефтегазовых месторождений в пределах Российской Федерации. В статье приведена история развития фациального моделирования в Тюменском нефтяном научном центре и результаты обобщения опыта по созданию фациальных моделей в разных стратиграфических комплексах Западной Сибири. Описан алгоритм работ по фациальному моделированию, который включает три основных этапа и формирование моделей 1D-, 2D- и 3D-уровней. В данной статье рассмотрены особенности создания 1D-моделей по комплексным исследованиям керна и ГИС.

Материалы и методы
Материалы: комплекс разномасштабных данных геолого-геофизической информации, получаемой в результате седиментологического анализа и лабораторных исследований керна, циклостратиграфического и секвенс-стратиграфического анализа по комплексу данных керна и ГИС.
Методы: для создания фациальной модели разработан алгоритм работ, который включает три основных этапа и формирование моделей 1D-, 2D- и 3D-уровней. Использованы методики комплексирования данных керна и ГИС.

Ключевые слова
седиментологический анализ, циклостратиграфический анализ, микрофация, макрофация, концептуальная модель, фациальная модель

Для цитирования
Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 22–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-22-28

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 552.122 I Original Paper

Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia

Grishchenko M.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article continues the cycle of scientific publications of “NK “Rosneft” PJSC devoted to the development of the scientific direction in the field of facies modeling of complex geological objects of oil and gas fields within the Russian Federation. The article presents the history of facies modeling in the Tyumen petroleum research center and the results of the generalization of experience in creating facies models in different stratigraphic complexes of Western Siberia. Described is an algorithm for facies modeling, which includes three main stages and the formation of models of 1D, 2D, and 3D level. This article discusses the features of creating 1D models for integrated core and log studies.

Materials and methods
Materials: a set of various-scale data of geological and geophysical information obtained as a result of sedimentological analysis and laboratory studies of the core, cyclostratigraphic and sequence-stratigraphic analysis for the complex of this core and log.
Methods: to create a facies model, an algorithm has been developed that includes three main stages and the formation of models of 1D, 2D and 3D levels. Core and log data integration techniques were used.

Keywords
sedimentological analysis, cyclostratigraphic analysis, microfacia, macrofacia, conceptual model, facies model

For citation
Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 22–28. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-22-28

Received: 10.11.2022

Актуальность

В настоящее время вследствие истощения залежей в традиционных коллекторах все большее внимание уделяется фациальному моделированию сложнопостроенных залежей углеводородов (УВ), приуроченных к полигенетическим осадочным комплексам. В пределах Западной Сибири к таким комплексам в первую очередь можно отнести отложения покурской свиты верхнемеловой системы с пластами группы ПК, клиноформный комплекс неокома с пластами ачимовской толщи, гетерогенный комплекс среднеюрских отложений, включающий пласты тюменской и горелой свит. Разработка вышеназванных пластов всегда сопряжена с рядом проблем, связанных со сложным распределением коллекторов и гидродинамических экранов внутри осадочных комплексов.

В методических рекомендациях [2] при подсчете запасов углеводородного сырья было рекомендовано создание фациальной модели как основы литологического моделирования, что позволяет обосновать изменчивость поведения коллекторов и их свойств согласно условиям их формирования. «Создание седиментационной или фациальной модели пласта является одной из первых задач, которую следует выполнить при моделировании изучаемого объекта, так как она закладывает концептуальные основы литологической модели пласта, и, в конечном счете, соответствии полученной модели реальному объекту» [1].

В данной статье представлены история развития фациального моделирования в Тюменском нефтяном научном центре (ООО «ТННЦ») и особенности выделения фациальных интервалов в разных стратиграфических комплексах Западной Сибири на основе комплексного анализа керна и геофизических исследований скважин (ГИС).

Материалы и методы исследования

В процессе создания детальных литолого-фациальных моделей все большее значение приобретает значимость комплексирования разномасштабных данных геолого-геофизической и промысловой информации, получаемой в результате седиментологического анализа и лабораторных исследований керна, петрофизической интерпретации керна и ГИС, а также сейсмических исследований. Трехмерные геологические модели, созданные с учетом модели седиментации продуктивных пластов, зачастую существенно меняют представление о строении сложнопостроенных залежей УВ. Модели, полученные на ранних стадиях разведки без учета обстановок осадконакопления, оказываются намного более сложными, чем представлялось ранее [2].

Литологические модели, созданные с учетом обстановок осадконакопления, позволяют наиболее обоснованно задавать ранги корреляции литотипов, определять геологическую природу и местоположения экранов, ограничивающих залежи в полифациальных осадочных комплексах.

И все-таки, для чего нам нужны фациальные модели? Они позволяют локализовать наиболее перспективные зоны развития коллекторов, а также решить следующие задачи:

- обосновать реконструкцию обстановок осадконакопления;
- обосновать морфологию и размеры геологических тел разного генезиса, их прогноз развития по площади и в разрезе;
- обосновать наиболее привлекательные и бесперспективные фации;
- дать прогноз по зонам глинизаций и ухудшенных свойств коллекторов и гидродинамических экранов;
- обосновать типы пород-покрышек и способности сохранения залежей УВ.

Табл. 1. Выделение микрофаций и укрупненные группы макрофаций в интервале отложений тюменской свиты (Красноленинское месторождение)
Tab. 1. Microfacies isolation and enlarged groups of macrophies in the tyumen formation interval (Krasnoleninskoye field)

Обстановки осадконакопления	Обозначение фации	Название фации	Макрофация
Прибрежно-морские, переходные ($ЮК_{2-3}$)	DLSF/TL	Дистальная часть нижней зоны подводного берегового склона / трансгрессивный слой (Distal lower shoreface/Transgressive layer)	DLSF/TL/ ProD
	BHD	Головная часть заливной дельты (Bay head delta)	BHD/DF
	DF	Фронт дельты (Delta front)	BHD/DF
	MB	Устьевой бар (Mouth bar)	BHD/DF
	EC	Эстуарий (Estuary channel)	CB/BayM/MTF
	BayM	Окраинная (береговая) зона прибрежного залива (Bay margin)	CB/BayM/MTF
	CB	Центральная часть прибрежного залива (Central basin)	CB/BayM/MTF
	ProD	Продельтовый склон (Prodelta)	DLSF/TL/ ProD
	CP	Прибрежная равнина (Coastal Plain)	CB/BayM/MTF
	MSTF	Смешанная приливно-отливная отмель (Mix tidal flat)	CB/BayM/MTF
	MTF	Глинистые приливно-отливные отмели (Mud Tidal flat)	CB/BayM/MTF
Континентальные пролювиальные ($ЮК_{4-9}$)	AF	Отложения аллювиального конуса выноса (Alluvial fan)	CS/AF
	DAF	Шлейф или дистальная часть аллювиального конуса выноса (Distal alluvial fan)	CS/AF
	PAF	Проксимальная часть аллювиального конуса выноса (Proximal alluvial fan)	CS/AF
Континентальные флювиальные ($ЮК_{4-9}$)	FC	Речное русло (Fluvial channel)	FC
	SP	Песчаная коса (Spit)	FC
	CC	Отложения канала выноса промоины (Crevasse channel)	CS/AF
	CS	Пески разлива (Crevasse splay)	CS/AF
	AC	Отложения старицы, отмирание русла (Abandoned channel)	CS/AF
	CSd	Дистальная часть конуса выноса промоины (Distal crevasse splay)	FP/Lk
	NL	Прирусловый вал (Natural levee)	FP/Lk
Континентальные озерно-пойменные ($ЮК_{4-9}$)	LD	Озерная дельта (Lacustrine delta)	LD
	FP	Отложения поймы (Flood plain)	FP/Lk
	M	Марши (Marsh)	FP/Lk
	Lk	Отложения озер (Lake)	FP/Lk
	Lkf	Проточные участки зарастающих озер (Lakes with foreign)	FP/Lk
	Lkl	Прибрежная часть открытого озера (Littoral zone of lake)	FP/Lk
	Lko	Открытые озерные водоемы (Open lakes)	FP/Lk
	Lkst	Застойные озерные водоемы (Stagnant lakes)	FP/Lk
	SW	Болото (Swamp)	FP/Lk

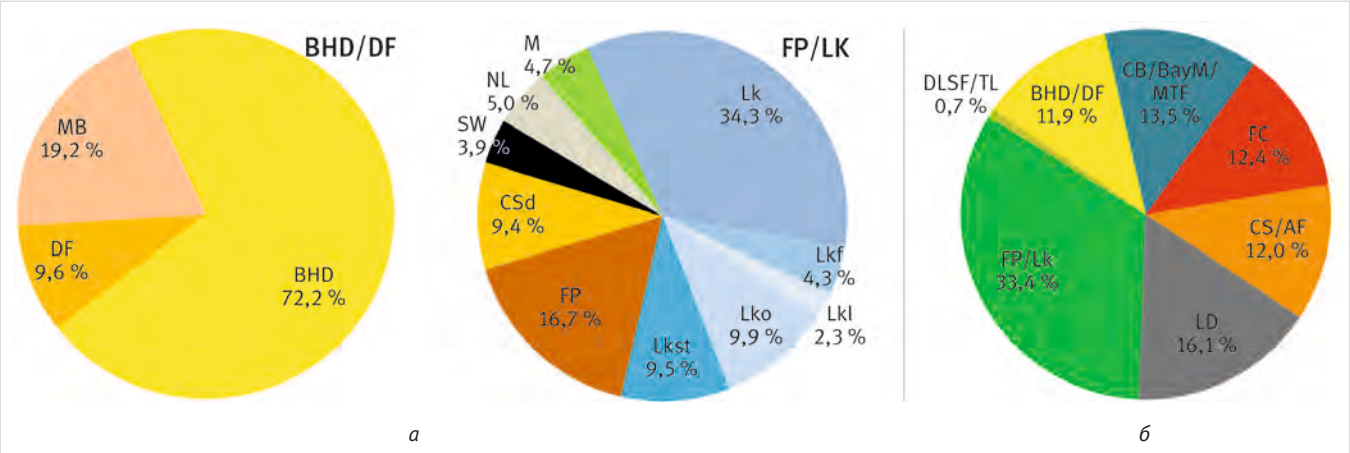


Рис. 1. Фациальная характеристика отложений тюменской свиты (Красноленинское месторождение): а — доля микрофаций внутри укрупненной группы (макрофации), б — общая доля макрофаций в разрезе скважин по данным керна
Fig. 1. Facies characteristics of the tyumen formation deposits (Krasnoleninskoye field): a – fraction of microfacies within the enlarged group (macrophies), б – total fraction of macrophies in the well section based on core data

Основой модели служит комплексная геолого-геофизическая концепция объекта, которая объединяет группы разномасштабных данных. Входными данными для создания фациальной модели (ФМ) являются следующие: региональные данные, лабораторные исследования керна, ГИС, результаты сейсмических исследований. На основе этих данных формируются фациальные модели разного уровня 1D, 2D и 3D, создание которых соответствует трем основным этапам работ. Процесс создания моделей выполняется в определенной последовательности.

На первом этапе выполняются седиментологические и биостратиграфические исследования, изучаются ихнофации, рассчитываются геохимические индикаторы, анализируются региональные карты и потенциальные геофизические поля. Основными результатами первого этапа работ являются так называемая одномерная модель и упрощенные фациальные эскизы только по скважинам с керном. По комплексным исследованиям керна получают информацию по геоэкологии, руководящим ихнофациям, уточняют границы пластов и циклитов по биостратиграфии, список микрофаций (выделенных по керну), основные обстановки осадконакопления, список укрупненных макрофаций и критерии их объединения, седиментологические колонки и атласы литотипов по скважинам с керном, статистическую характеристику литотипов по керну и ГИС.

Результаты исследования

Например, в процессе исследований среднеюрского комплекса отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения было проведено расчленение стратиграфического разреза по керну на генетически и структурно однородные осадочные единицы (литофации). Керновый материал систематизировался по фациальным признакам с выделением основных типов обстановок осадконакопления и объединялся до преобладающей макрофации. При седиментологическом описании 2 022 погонных метров керна, отобранного в 56 скважинах, всего было выделено 30 микрофаций в четырех обстановках осадконакопления, которые затем были укрупнены в 6 групп макрофаций (табл. 1).

В период формирования пластов ЮК$_{4–9}$ преобладали континентальные обстановки осадконакопления с флювиальными, пролювиальными и озерно-пойменными комплексами осадков, а верхняя часть тюменской свиты (пласты ЮК$_{2–3}$) формировалась уже в переходных и прибрежно-морских обстановках. В континентальных условиях по результатам седиментологических исследований керна всего было выделено 19 микрофаций, которые в последующем по гидродинамической активности среды были объединены в четыре укрупненные группы (макрофации). В группу фаций с высокой и средней гидродинамикой среды были отнесены отложения речных русел (FC), аллювиальных конусов выноса и песков разлива (AF/CS),

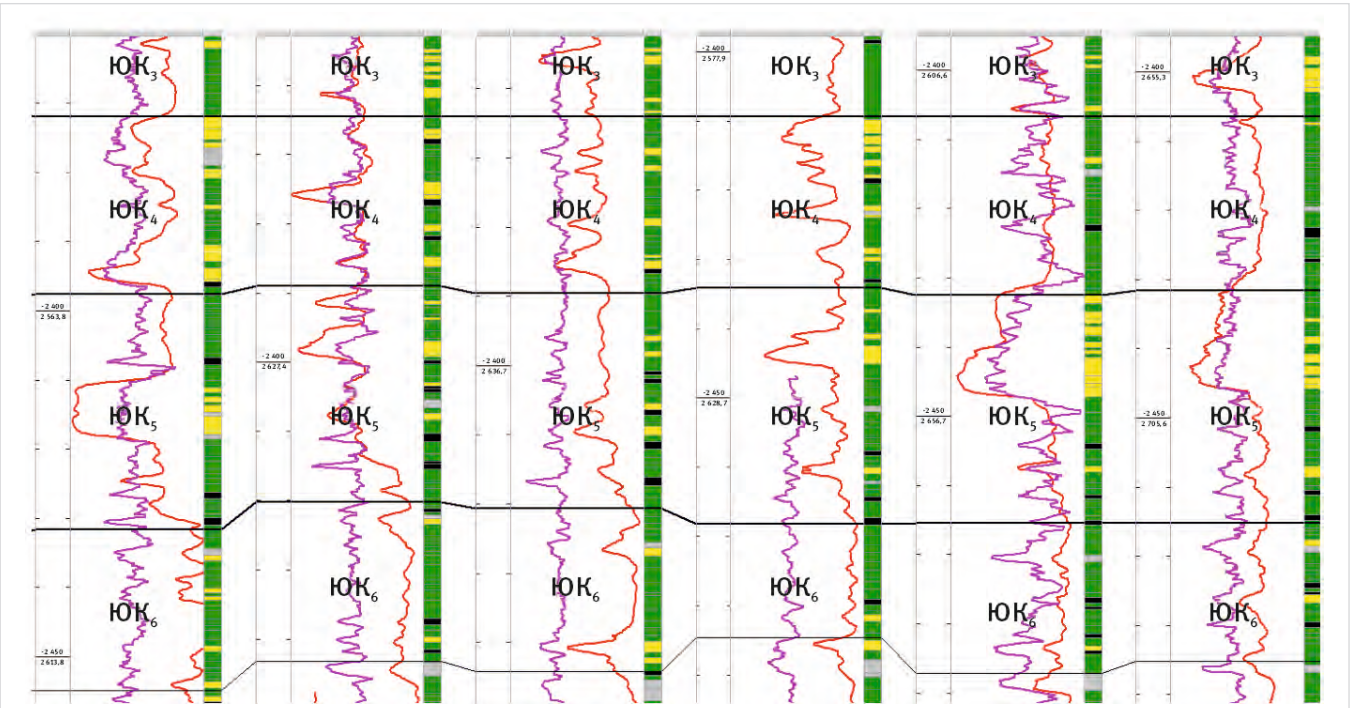


Рис. 2. Схема корреляции пластов тюменской свиты (месторождение X Уватского района)
Fig. 2. Tyumen formation correlation diagram (Uvat region X field)

а также озерной дельты (LD), для которых характерно преобладание песчано-алевролитовых отложений. В группу с низкой или отсутствующей гидродинамической активностью среды были объединены пойменные и озерные отложения (FP/Lk) преимущественно глинистого состава.

В переходных и прибрежно-морских обстановках по керну всего было выделено 11 микрофаций, которые также были объединены в 3 макрофации. Группа с высокой гидродинамической активностью среды представлена отложениями устьевых баров, головной частью и фронтом дельты (BHD/DF/MB) с песчано-алевролитовыми разностями. Группу со средней гидродинамикой среды характеризуют фации приливно-отливных отмелей и центральных/окраинных частей прибрежного залива (CB/BayM/MTF) преимущественно алевролитового состава. В группу низкодинамичных отложений, сформированных ниже базиса спокойных волн, вошли глинистые отложения продельты и дистальной части нижней зоны подводного берегового склона (DLSF/TL/ProD).

Распределение долей микрофаций в группе высокодинамичных прибрежно-морских отложений (BHD/DF) отмечает преобладающую долю содержания фации головной части заливной дельты (BHD) 72,2 % и устьевых баров (MB) 19 % песчано-алевролитового состава (рис. 1а). В группе низкодинамичных континентальных отложений (FP/Lk) преобладают глинистые озерные и болотные фации (голубые оттенки), доля которых достигает 70 %, а глинистые отложения пойменных участков и заболоченных маршей составляют около 20 %.

Анализ распределения долей макрофаций в разрезе скважин с отбором керна позволил отметить следующие особенности. Общая доля привлекательных высоко- и среднединамичных фаций достигает 53 %, из которых 11,9 % принадлежит отложениям устьевых баров, головной части и фронтом дельты (BHD/DF/MB). В низкодинамичных группах преобладают глинистые отложения пойм и озер (33,4 %), а также приливно-отливных отмелей алевролитового состава (13,5 %). Суммарная доля озерно-пойменных отложений в комплексе с фациями приливно-отливных отмелей достигает 64 % и позволяет предположить преобладание слаборасчлененного палеорельефа с большим количеством озер и болот в период формирования средней части тюменской свиты (рис. 1б).

Таким образом, комплексный анализ разномасштабных данных подчеркивает полигенетический характер среднеюрских отложений, который объединяет осадки, образованные в условиях сильно расчлененного рельефа и формированием аллювиальных конусов выноса в пластах $ЮК_{7-9}$ до прибрежно-морских с глинистыми отложениями продельты в пласте $ЮК_2$. Основная сложность работы с данным комплексом связана с выполнением межскважинной корреляции, также затруднен и анализ цикличности разреза. Высокая вертикальная расчлененность, резкая латеральная литологическая изменчивость, отсутствие выдержанных реперов в разрезе, повышенная углистость и хаотический характер распределения углистых прослоев в разрезе не позволяют однозначно коррелировать пласты. Поэтому зачастую положение границ пластов носит условный характер (рис. 2).

Другой пример касается особенностей распределения фаций в отложениях верхнего сеномана Часельской группы месторождений (пласт $ПК_1$ покурской свиты). В процессе анализа фаций сохранялся прежний алгоритм работы. В изучаемом интервале было выделено 13 микрофаций, которые были объединены в пять групп (рис. 3). Анализ цикличности разреза по данным керна, ГИС и степени биотурбации осадков позволил выделить 3 основных циклита, которые уверенно разделены поверхностями несогласия (размыв, красная линия). В нижней части пластов отчетливо выделяются два циклита трансгрессивной направленности, которые литологически представлены средне-мелкозернистыми песчаниками речных отложений (FCt) и приливно-отливных каналов (TFC), общая доля которых в данном интервале достигает 90 %.

Выше по разрезу выделяются два циклита регрессивно-трансгрессивной серии, характеризующих колебательные разнонаправленные движения палеорельефа. В этот период происходило формирование комплекса осадков приливно-отливных отмелей (MSTF, MTF) и подводящих каналов (TFC). Литологически интервал представлен слоистыми алевролитами разной зернистости, где преобладают глинистые разности. Общая доля низкодинамичных отложений в разрезе пласта $ПК_1$ составляет около 25 %, в том числе более 50 % данного объема занимают глинистые породы. Нижняя и средняя части пласта были сформированы в переходных обстановках осадконакопления. Верхняя часть разреза была сформирована в прибрежно-морской обстановке и представляет собой единый трансгрессивный циклит, перекрывающийся сверху морским комплексом глинистых осадков кузнецовской свиты (Shlf). В фациальном отношении данный интервал представлен фациями подводного берегового склона (DLSF), для которых характерно высокое содержание биотурбированных песчаников различной зернистости с отдельными

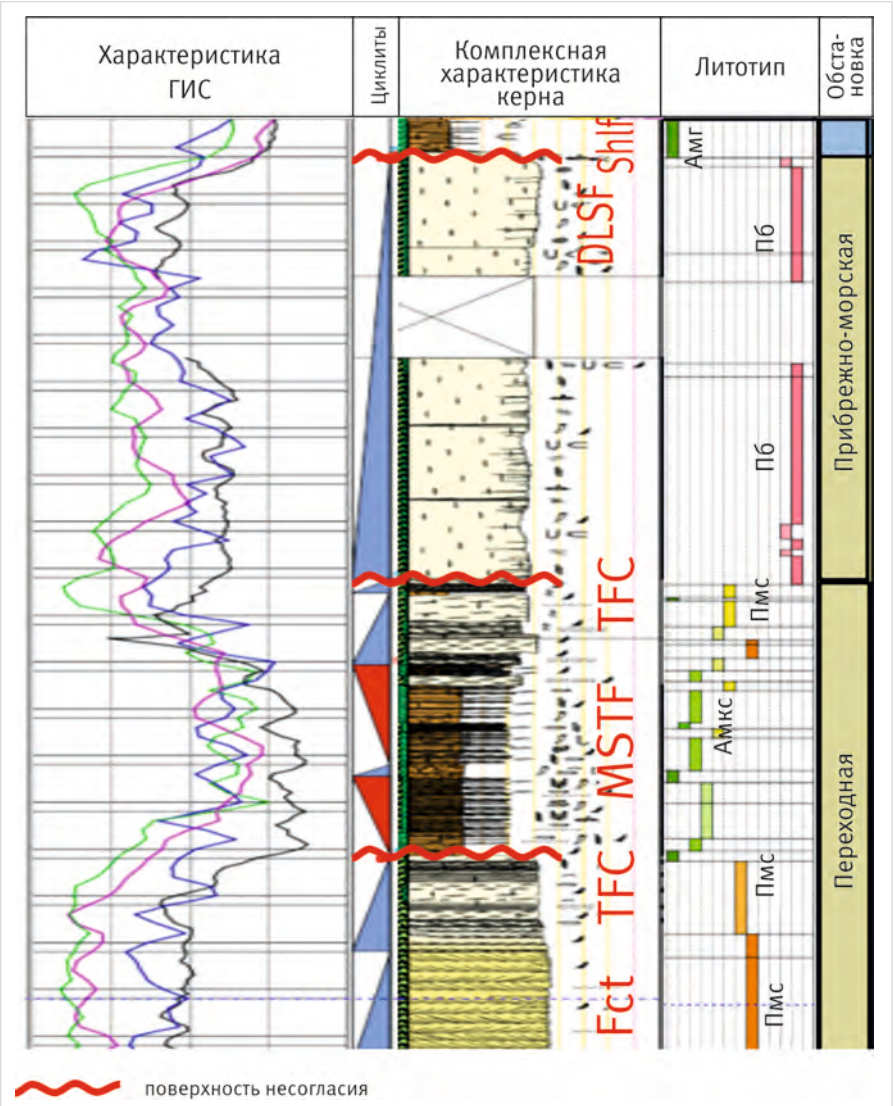


Рис. 3. Фациальная характеристика и цикличность отложений пласта $ПК_1$ покурской свиты. Фации: DLSF — подводный береговой склон, TFC — канал со смешанным влиянием речных и приливно-отливных процессов, MSTF —смешанная приливно-отливная отмель, FCt — речное русло с влиянием приливно-отливных процессов.
Литотипы: Амг — алевролит мелкозернистый глинистый, Амкс — алевролит слоистый, Пб — песчаник биотурбированный, Пмс — песчаник мелкозернистый слоистый, Псм — песчаник среднезернистый
Fig. 3. Facies and cyclical characteristics of the PK_1 pokur formation. Facies: DLSF – underwater coastal slope, TFC – channel with mixed influence of river and tidal processes, MSTF – mixed tidal shallows, FCt – river channel with influence of tidal processes. Lithotypes: Амг – fine-grained siltstone, Амкс – layered siltstone, Пб – bioturbated sandstone, Пмс – sandstone fine-grained layered, Псм – medium-grained sandstone

прослоями алевролитов.

Седиментологический анализ керна подчеркивает полифациальное строение пласта $ПК_1$. В целом в покурской свите выполнение межскважинной корреляции пластов $ПК_1$–$ПК_{24}$ очень затруднено, поскольку отсутствие выдержанных реперов в разрезе также не позволяет однозначно коррелировать пласты аналогично среднеюрскому комплексу. Дополнительную информацию для расчленения разреза возможно получить лишь с привлечением секвенс-стратиграфического анализа и выделением маркирующих поверхностей максимального затопления SB.

Всего в разрезе покурской свиты данного региона было выделено 9 поверхностей SB, количество которых в разных регионах может незначительно меняться (рис. 4а). Для пласта $ПК_1$ вышеописанного разреза, приуроченного к кровле покурской свиты, преобладает трансгрессивная направленность разрезов, поэтому анализ цикличности позволил достаточно уверенно выделить границы циклитов и выполнить корреляцию разрезов скважин по данным керна и ГИС (рис. 4б). Всего в интервале пласта $ПК_1$ было уверенно выделено 3 циклита $ПК_1^1$, $ПК_1^2$ и $ПК_1^3$, каждый из которых сформировался в определенных палеогеографических условиях и характеризуется определенным литолого-фациальным составом отложений. К сожалению, практика использования секвенс-стратиграфического анализа для расчленения сложных высокорасчлененных и крайне невыдержанных разрезов требует дальнейшего развития и в настоящий момент только ограниченно применяется в процессе геологического моделирования.

Таким образом, по результатам первого этапа работ создается 1D фациальная модель, которая позволяет выделить в разрезе скважин интервалы наиболее привлекательных макрофаций и получить предварительную характеристику палеорельефа изучаемой территории.

На втором этапе создаются двумерные (2D) ФМ по комплексу данных керна, ГИС и результатов структурной интерпретации. В процессе выполнения второго этапа решается целый ряд задач, а именно:

- анализ электрофаций;
- обоснование возможности и выделение границ фаций методами ГИС в скважинах без керна на основе статистических алгоритмов и нейронных сетей (карты Кохонена, вейвлет-анализ);
- обоснование критериев выделения границ фаций методами ГИС;
- анализ коэффициентов уплотнения осадков и возможности реализации результатов в палеоструктурную модель;
- анализ структурно-тектонической модели, оценка влияния тектонической активности на фациальные условия территории;
- палеоструктурный анализ и его взаимосвязь с распределением фациальных тел по площади исследований с учетом региональных особенностей территории;
- тектонофизический и морфоструктурный анализ по кровле продуктивных комплексов с целью выявления зон напряженного состояния;
- анализ вещественного состава кристаллического фундамента с целью прогноза коллекторов и ФЕС для базальных пластов;
- прогноз фациальных обстановок по данным сейсмических исследований (атрибутный анализ, сейсмофациальный анализ) и др.

В завершении второго этапа формируется палеоструктурная и предварительная оценочная модель объекта с целью выявления основных геолого-геофизических закономерностей. Основными результатами данного этапа являются полигоны различных фациальных обстановок по каждому объекту с учетом всех скважин с керном и ГИС, алгоритмы распознавания макрофаций методами ГИС, обоснование петротипов, карты сейсмофаций и прогнозные обстановки осадконакопления по данным сейсморазведочных работ. Выполняется оценка взаимосвязи сейсмофаций и фаций, выделенных по керну.

На третьем этапе добавляются результаты, которые позволяют в идеале получить трехмерные прогнозные полигоны фаций и обстановок осадконакопления, а также трехмерные геологические объекты. При создании 3D фациальной модели и распространении фаций в объеме могут использоваться разные стохастические алгоритмы, а также алгоритмы объектного моделирования. Обычно последнее используется в случае достоверного обоснования морфологии

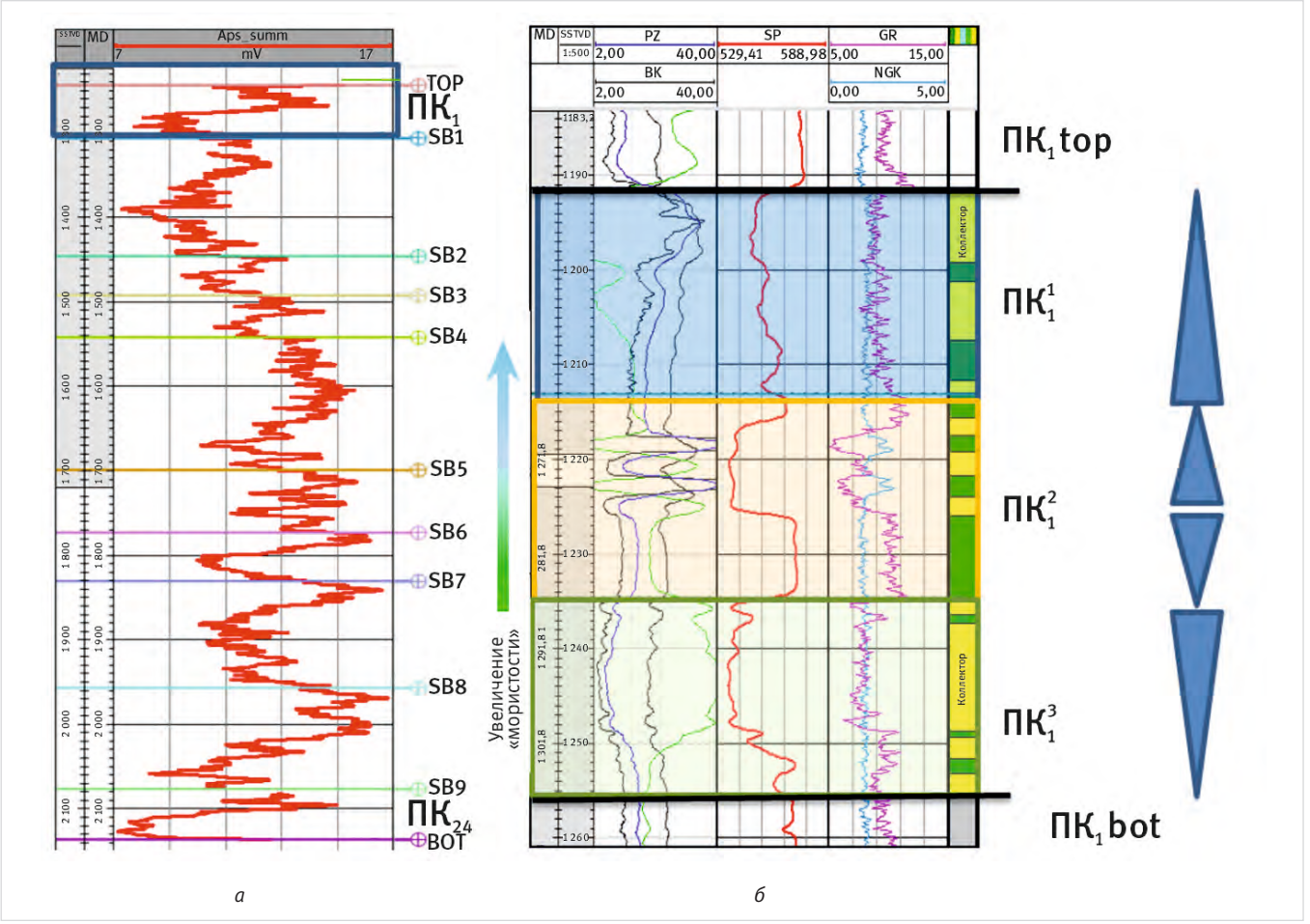


Рис. 4. Анализ цикличности отложений покурской свиты по группе месторождений на севере Западной Сибири : а — пласты $ПК_1$–$ПК_{24}$, б — пласт $ПК_1$ Часельской группы месторождений; SB — поверхности максимального затопления

Fig. 4. Analysis of the cyclical nature of the pokurian deposits by group of fields in the north of the Western Siberia: a – zones PK_1–PK_{24}, б – zone PK_1 of the Chasel group of fields; SB – surface of maximum flooding

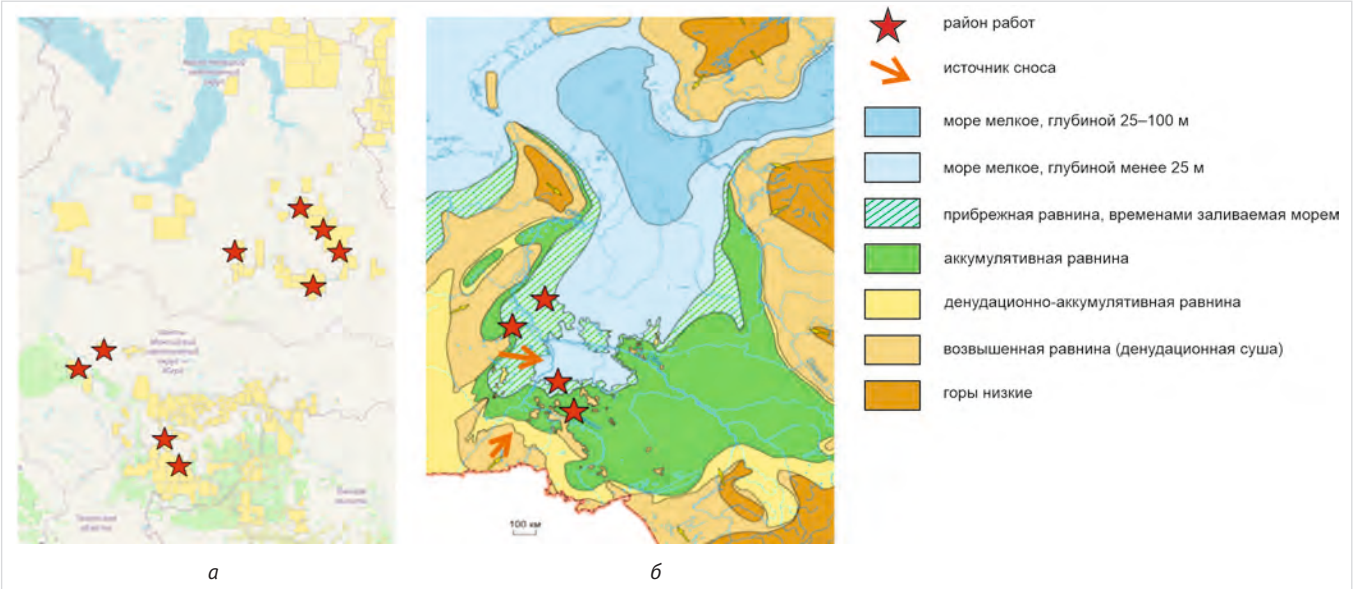


Рис. 5. География работ по фациальному моделированию ООО «ТННЦ»: а — обзорная карта района работ, б — палеогеографическая схема, батский век (А.Э. Конторович и др., 2013)
Fig. 5. Geography of facies modeling of "Tyumen petroleum research center" LLC: a – survey map of the work area, б – paleogeographic diagram, Batsky age (A.E. Kontorovich et al., 2013)

и размерности геологических объектов.

Представленные материалы обобщают опыт создания фациальных моделей, выполненных в ООО «ТННЦ» в разных стратиграфических комплексах для месторождений Западной Сибири. География работ по фациальному моделированию обширна и охватывает по площади как южные, так и северные регионы Западной Сибири, а в разрезе — от пластов нижней-средней-верхней юры до отложений газсалинской пачки туронского возраста (рис. 5). Районы работ приурочены к различным палеогеографическим и структурно-тектоническим зонам и характеризуются сложной временной картиной в интервале исследований и разной интенсивностью тектонических нарушений.

Объекты исследования были сформированы в разных палеогеографических обстановках осадконакопления: от континентальных до глубоководно-морских. История фациального моделирования в ООО «ТННЦ» стартовала в 2008 г., когда была создана первая концептуальная ФМ викуловской свиты, показавшая поэтапное развитие врезанной долины на Каменной площади (рис. 6а). Далее в 2012 г. была создана первая региональная 2D ФМ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения. В 2014 г. ФБУ ГКЗ подготовили методические рекомендации по созданию ГМ с целью подсчета запасов УВ, где была обозначена важность создания фациальной основы.

В период с 2014 по 2020 г. в ООО «ТННЦ» началось активное внедрение фациального двух-, трехмерного моделирования. В этот период был создан целый ряд ФМ: 3D-модель тюменской свиты Ем-Еговского и южной части Каменного участка Красноленинского месторождения, принципиальная модель юрских отложений на юге Талинского участка, 2D-модель ачимовских пластов Уренгойского месторождения, модель группы пластов AB_1–AB_{4-5} Самотлорского месторождения, группы пластов ПК Кынско — Часельского и Харампурского месторождений, 2D концептуальная модель нетрадиционных туронских отложений Харампурского месторождения [3], региональная 2D-модель тюменской свиты Уватского района (2020 г.), концептуальные

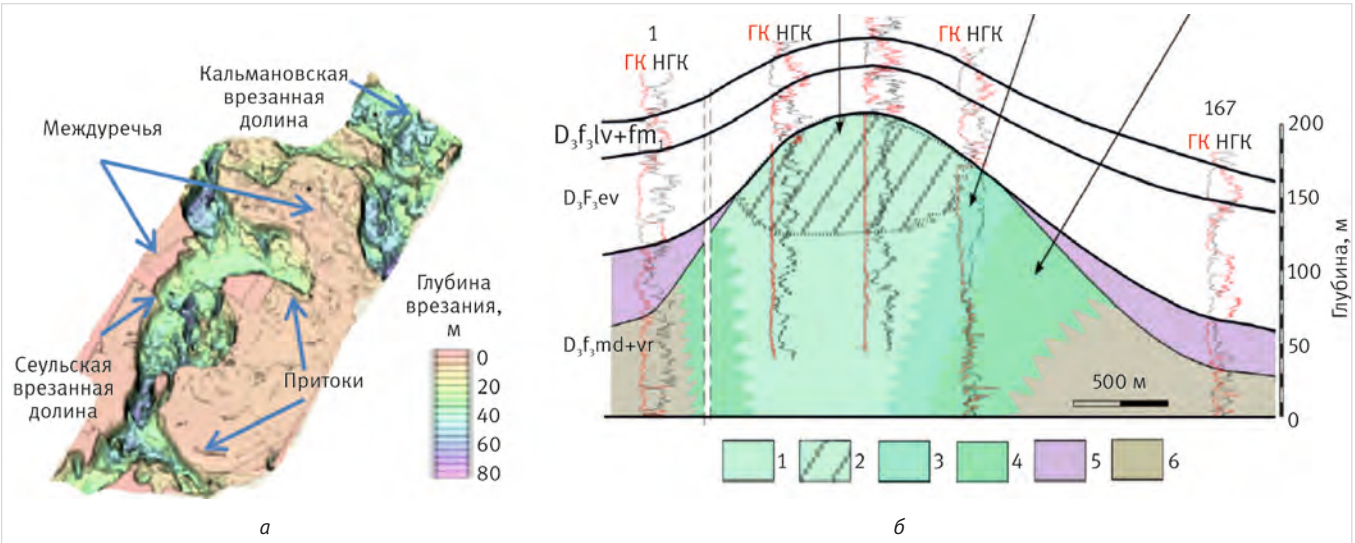


Рис. 6. Концептуальные модели терригенного и карбонатного осадконакопления: а — концептуальная модель врезанных долин пласта ВК1 Каменного участка, б — фациальная зональность Жоховского рифа Оренбургской области (Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов). 1 — биогермная часть рифового ядра; 2 — зона повышенной доломитизации; 3 — краевая часть рифового ядра; 4 — рифовый обломочный шлейф; 5 — обломочный шлейф низкого стояния ОУМ; 6 — доманиковые отложения
Fig. 6. Conceptual models of terrigenous and carbonate sedimentation: a – conceptual model of the cut-in valleys of the VK1 zone of the Kamenny section, б – facial zonality of the Zhokhovsky reef of the Orenburg region (Yu.I. Nikitin, A.P. Vilesov). 1 – biohermal part of the reef core; 2 – zone of increased dolomitization; 3 – is the edge portion of the reef core; 4 – reef clastic plume; 5 – low-standing debris plume of SMD; 6 – domanic deposits

модели долганской толщи и различных рифовых объектов Оренбургской области (2017 г.). Следует отметить, что для рифовых объектов принципиальными элементами концептуального строения являются биогермное ядро, зоны доломитизации и краевые зоны обломочного шельфа (пример — Жоховский, Рыбкинский риф) (рис. 6б).

Таким образом, 15-летний опыт фациального моделирования в ООО «ТННЦ» позволил разработать свой алгоритм работ не только в области проведения литолого-фациального анализа керна, но и в целом создания принципиальных моделей сложных полифациальных объектов, а также реализацию концептуальных представлений в трехмерных цифровых геологических моделях. На основе огромного научно-производственного опыта в 2021 г. командой ведущих экспертов и специалистов центра исследования керна в ООО «ТННЦ» были подготовлены методические указания компании «Проведение литолого-фациального анализа», которые явились настольной книгой для всех специалистов, занимающихся вопросами фациального моделирования.

Итоги

Представленные материалы обобщают опыт создания фациальных моделей, выполненных в ООО «ТННЦ» в разных стратиграфических комплексах для месторождений Западной Сибири. Обобщение материалов по 1D фациальному моделированию продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах позволило отметить следующее:

- детальный седиментологический анализ керна необходимо выполнять на всех стадиях изученности территории;
- восстановление обстановок осадконакопления по комплексу данных керна и ГИС возможно выполнять даже в самых сложных полифациальных комплексах отложений в различных стратиграфических интервалах от юры до верхнего мела;
- анализ распределения в разрезе скважин микрофаций в комплексе с циклостратиграфическими исследованиями дает многогранную информацию не только об условиях осадконакопления, но и предварительную характеристику палеорельефа территории, а также позволяет выделить в разрезе скважин интервалы наиболее привлекательных макрофаций;
- использование в работе элементов секвенс-стратиграфического и циклостратиграфического анализов существенно повышает достоверность результатов межскважинной корреляции в сложных литологически невыдержанных и высокорасчлененных комплексах пород в условиях отсутствия коррелятивных реперов в разрезе.

Выводы

Разработанный в ООО «ТННЦ» алгоритм работ по фациальному моделированию включает три основных этапа, в результате выполнения которых формируются модели 1D-, 2D- и 3D-уровня. В данной статье рассмотрены особенности создания 1D-моделей по комплексным исследованиям керна и ГИС. В следующей статье будут рассмотрены особенности создания 2D и 3D ФМ, проблемы прогноза фациальных обстановок по данным сейсмических исследований и результаты моделирования наиболее интересных объектов.

Литература

1. Стовбун Ю.А., Смагина Т.Н., Ульянова В.П., Шевцова Е.Ю., Абрашов В.Н. Применение фациального анализа для решения сложных задач геологического моделирования на примере Берегового месторождения // Нефтяное хозяйство. № 10. 2019. С. 28–32.
2. Методика построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. С. 54–59.
3. Топалова Т.Э., Кайдалина Т.Е., Грищенко М.А., Яцканич И.М., Королев А.Ю., Ситдиков Р.Ф. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки // Геология нефти и газа. № 2. 2020. С. 95–106.

ENGLISH

Results

The presented materials summarize the experience of creating facies models performed at “Tyumen petroleum research center” LLC in different stratigraphic complexes for fields in Western Siberia. Generalization of materials on 1D facies modeling of pay zones in the Cretaceous and Jurassic oil and gas bearing complexes made it possible to note the following:

- a detailed sedimentological analysis of the core should be performed at all stages of the study of the territory;
- recovery of depositional environments from the core and log data complex can be performed even in the most complex polyfacies complexes of deposits in various stratigraphic intervals from jurassic to upper cretaceous;
- analysis of the distribution of microfacies in the well section in combination with cyclostratigraphic studies provides multifaceted information not only about depositional conditions, but also a preliminary description of the paleorelief of the territory, and also makes it possible to identify intervals of the most attractive macrophies in the well section;
- the use of sequence-stratigraphic and cyclostratigraphic analysis elements in the work significantly increases the reliability of the results of cross-well correlation in complex lithologically non-sustained and highly distinguished rock complexes in the absence of correlative benchmarks in the section.

Conclusions

The facies modeling algorithm developed in “Tyumen petroleum research center” LLC includes three main stages, as a result of which 1D, 2D and 3D level models are formed. This article discusses the features of creating 1D models for integrated core and log studies. The following article will discuss the features of creating 2D and 3D FM, the problems of predicting facies from seismic data, and the results of modeling the most interesting objects.

References

1. Stovbun Yu.A., Smagina T.N., Ulyanova V.P., Shevtsova E.Yu., Abrashov V.N. Application of facies analysis in solving geomodeling challenges. case study of Beregovoye field. Oil Industry, 2019, issue 10, P. 28–32. (In Russ).
2. Methodology for building geological models when calculating hydrocarbon reserves. Moscow: 2014, FBU “GKZ”, P. 54–59. (In Russ).
3. Topalova T.E., Kaidalina T.E., Grishchenko M.A., Yatskanich I.M., Korolev A.Yu., Sitdikov R.F. Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of field development plan: updating geological structure of low-permeable turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. Oil and gas geology, 2020, issue 2, P. 95–106. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Grishchenko Marina Afanasyevna, candidate of technical sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Бипрон™

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

+7 (906) 722-25-50
+7 (495) 988-19-16

bipron.com

С ГОРДОСТЬЮ СДЕЛАНО В РОССИИ

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-30-35 УДК 552.122 I Научная статья

Результаты работ по созданию фациальных моделей и проблемы прогноза межскважинного пространства продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири

Грищенко М.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных развитию научного направления в области фациального моделирования сложнопостроенных геологических объектов нефтегазовых месторождений в пределах Российской Федерации. В статье приведены результаты работ по созданию фациальных моделей в разных стратиграфических комплексах Западной Сибири, которые послужили основой локализации наиболее продуктивных зон и обоснованием для оптимизации систем разработки трудноизвлекаемых запасов. Приводится текущий статус проблем в области фациального моделирования и прогноза межскважинного пространства.

Материалы и методы
Материалы: данные разномасштабных видов исследований геолого-геофизической и промысловой информации, включая лабораторные исследования керна, петрофизическую интерпретацию керна, ГИС, данные сейсмических исследований (включая результаты инверсионных преобразований и атрибутного анализа).
Методы: для создания цифровой фациальной модели использованы методики комплексирования данных керна, ГИС, сейсмических исследований и разных стохастических алгоритмов трехмерного моделирования.

Ключевые слова
седиментологический анализ, концептуальная модель, сейсмофациальный анализ, фациальная модель

Для цитирования
Грищенко М.А. Результаты работ по созданию фациальных моделей и проблемы прогноза межскважинного пространства продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 30–35. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-30-35

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 552.122 I Original Paper

Results of facies modeling and productive formations cross-well prediction problems in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia

Grishchenko M.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article continues the cycle of scientific publications of “NK “Rosneft” PJSC devoted to the development of the scientific direction in the field of facies modeling of complex geological objects of oil and gas fields within the Russian Federation. The article presents the results of work on the creation of facies models in different stratigraphic complexes of Western Siberia, which served as the basis for localization of the most productive zones and justification for optimizing systems for the development of hard-to-recover reserves. Present the current status of problems in the field of facies modeling and forecasting of inter-well space.

Materials and methods
Materials: data on various types of geological, geophysical and field information studies, including laboratory core studies, petrophysical core interpretation, logging, seismic studies (including results of inversion transformations and attribute analysis).
Methods: to create a digital facies model, methods of combining core data, logging, seismic studies and various stochastic algorithms of 3D modeling were used.

Keywords
sedimentological analysis, conceptual model, seismic facies analysis, facies model

For citation
Grishchenko M.A. Results of facies modeling and productive formations cross-well prediction problems in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 30–35. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-30-35

Received: 10.11.2022

Актуальность

Особенности распределения начальных геологических запасов по площади и объему залежей углеводородов (УВ) в сложных геологических резервуарах, сформированных полифациальным комплексом отложений, приводят к низкой эффективности системы поддержания пластового давления (ППД), риску получения нерентабельных дебитов в скважинах, неоднозначности размещения эксплуатационных скважин и т.д. Для создания наиболее достоверной геологической модели объектов необходимо разрабатывать фациальную модель, которая позволяет обосновать изменчивость поведения коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов согласно условиям их формирования [1]. Поэтому в настоящий период большое внимание уделяется созданию фациальных моделей на основе комплексного анализа керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических данных для прогноза и уточнения зон развития коллекторов с улучшенными фильтрационными свойствами.

Результаты исследования

Важным этапом в процессе создания фациальных моделей является разработка концептуальной седиментологической модели объекта и обоснование морфологии и размеров геологических тел в зависимости от условий их формирования. Для среднеюрского и верхнемелового полифациальных комплексов, где преобладают континентальные и переходные обстановки осадконакопления, наиболее важным является обоснование типов и размеров речных систем. Для нижнемелового комплекса (пласты $АВ_1$–$АВ_{4-5}$), верхнеюрского ($Ю_1$) и верхней части средней юры ($Ю_2$) с преобладанием мелководно-морских и прибрежно-морских условий значимым является установление типов дельтовой системы и особенностей мелководного побережья.

Далее рассмотрим характерные фациальные модели объектов, приуроченные к среднеюрскому (пласты $Ю_{2-9}$), верхнеюрскому (пласт $Ю_1$), нижнемеловому (пласты группы $АВ_1$–$АВ_{4-5}$) и верхнемеловому комплексу (пласты ПК).

Нижнемеловой комплекс

Для Самотлорского месторождения были подготовлены две фациальные модели в разных стратиграфических интервалах: верхнеюрском (пласт $Ю_1$) и нижнемеловом (пласты $АВ_1$–$АВ_{4-5}$). В пределах пласта $АВ_1^{1-2}$, отложения которого были сформированы в мелководно-морской обстановке, по данным керна и ГИС были выделены 3 основных фациальных региона: высокодинамичной зоны авандельты, умеренно динамичной зоны мелководного шельфа и низкодинамичной зоны удаленного шельфа (на уровне базиса спокойных волн). Трехмерный фациальный тренд явился основой распределения литологических разностей: крупнозернистых/мелкозернистых песчаников, алевролитов, глин, плотных прослоев и параметров ФЕС. Высокая проницаемость до 1–4 Д соответствует зоне авандельты (среднее 95 мД). В центральной умеренно динамичной зоне среднее значение проницаемости — 39 мД, а восточная часть залежи сложена низкопроницаемыми тонкослоистыми глинисто-алевролитовыми отложениями «рябчика» со средней проницаемостью 6 мД. Трехмерная фациальная модель (ФМ) группы пластов $АВ_1$–$АВ_3$ послужила основой подсчета запасов и размещения эксплуатационного фонда с целью разработки запасов низкопроницаемых отложений.

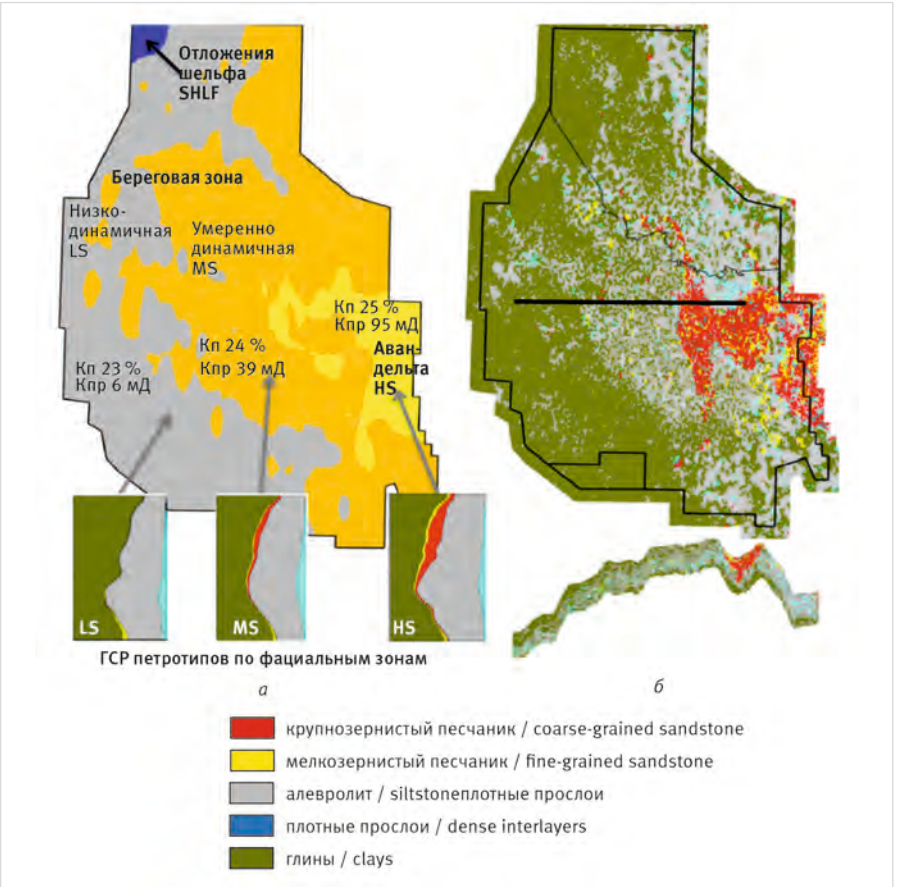


Рис. 1. Фациальная модель Самотлорского месторождения — пласт АВ11-2: а — 3D-модель фаций; б — модель литологии
Fig. 1. Facies model of Samotlor field, reservoir AV11-2: a – 3D facies model; б – lithology model

Верхнеюрский комплекс

Особенности осадконакопления пласта $ЮВ_1$ васюганской свиты выявили отчетливую связь между влиянием тектонических процессов и распределением фациальных ассоциаций продуктивного пласта (рис. 2). Анализ геолого-статистических разрезов (ГСР) позволил выделить в пределах площади четыре основных типа, связанных с фациальными ассоциациями пластов (рис. 2а). На качество пласта $ЮВ_1$ существенную роль оказали не только условия седиментации, но и тектонические постседиментационные деформации. Фации с ухудшенными ФЕС и низкой долей коллектора 15 % (зеленый цвет) расположены вдоль зоны горизонтальных сдвигов, которые представляют собой безамплитудные разломы и не фиксируются на временных разрезах [4].

Среднеюрский комплекс

В среднеюрском интервале разреза для пластов тюменской свиты было создано несколько ФМ в пределах Ханты-Мансийского автономного округа: от региональных двумерных моделей Уватского и Красноленинского районов для выявления наиболее перспективных фациальных зон до детальных трехмерных моделей с целью сопровождения эксплуатационного бурения. Для определения типов речных систем и параметров геометризации самого русла, руслового пояса и пойменной долины были привлечены данные керна, ГИС, результаты палеотектонических реконструкций и данные спектральной декомпозиции. По данным керна с определенной долей условности были определены следующие основные типы рек: спрямленные, ветвящиеся, меандрирующие и анастомозирующие, в каждой из которых особым образом формируются комплексы песчано-алевролитовых отложений.

При обосновании ширины руслового пояса особое внимание уделялось вопросам оценки глубины канала из-за врезания русла, аккумуляции и причленения к отложениям предшествующего русла по данным ГИС. Были проанализированы авторские формулы для расчета как минимум пяти исследователей (Collinson (1978), Lorenz (1985), Leeder (1973), Bridge and Tye (2000) и др.), но выбор остановился на работе Fielding, Grane (1987), где была получена связь глубины канала и ширины руслового пояса для различных пяти морфологических типов каналов. Поэтому в дальнейшем для каждого типа речной системы была использована своя формула расчета.

В нижней части разреза тюменской свиты (пласты $Ю_8$–$Ю_9$) преобладают ветвящиеся типы рек с шириной руслового пояса 600–1 000 м, глубина которых существенно варьирует от 2 до 12 м. Вверх по разрезу в зависимости от палеорельефа (пласты $Ю_5$–$Ю_7$) развиваются широкие системы меандрирующих рек шириной по 2–3 км при глубине русла 3–18 м. Вышеуказанные типы речных систем имеют характерные отображения в сейсмических образах. В верхней части разреза (пласты $Ю_3$–$Ю_4$) характерно развитие сети мелких разветвленных приливно-отливных каналов глубиной 0,7–4,8 м, их прогнозирование по площади по данным сейсмических исследований будет невозможно.

В целом по разрезу тюменской свиты преобладает трансгрессивный фациальный ряд. В условиях резко расчлененного рельефа в нижней части разреза повсеместно формируются аллювиальные конусы выноса, опоясывающие выступы фундамента. Анализ палеотектонического развития территорий в комплексе с данными керна и ГИС позволяет сформировать схему палеорусел и водных потоков в рельефе фундамента, которые унаследованно развиваются вверх по разрезу. Следует отметить, что в процессе геологического развития происходила трансформация типов речных систем от спрямленных и ветвящихся в пластах $Ю_{8-9}$ до меандрирующих русел в пластах $Ю_{4-7}$. В этот период формировались мощные песчаные тела русловых тел различной морфологии. В кровле тюменской свиты на смену меандрирующих русел приходят условия приливно-отливной низменной равнины с широким развитием маломощных анастомозирующих каналов — и размеры геологических объектов резко сокращаются (пласт $Ю_{3-4}$). Для пласта $ЮК_2$ характерно развитие прибрежно-морских фаций дельтового комплекса (рис. 3).

Макрофации, выделенные по керну скважин, в дальнейшем используются для распознавания методами ГИС в скважинах без отбора керна. В общем схема делится на 3 основных этапа: подготовка, типизация разреза — распознавание нейронными сетями (через карты кохонена, вейвлет преобразования) и получение матрицы вероятности выделения каждой фации. В результате получается ряд нечетких множеств, среди которых для континентальных отложений с большой долей уверенности по значения гамма-каротажа можно выделить фацию русел и поймы (рис. 4). Характеристика ФЕС макрофаций в разрезе тюменской свиты позволяет выделить наиболее привлекательные — это отложения заливной дельты, русел и песков разлива, где доля коллектора достигает 75 %, а бесперспективными являются отложения поймы и центральной части залива, в которых доля коллектора не превышает 2–3 %.

Обобщенные данные по разработке субконтинентального комплекса отложений уже доказали прямую взаимосвязь накопленной добычи с песчанистостью и фациями пласта.

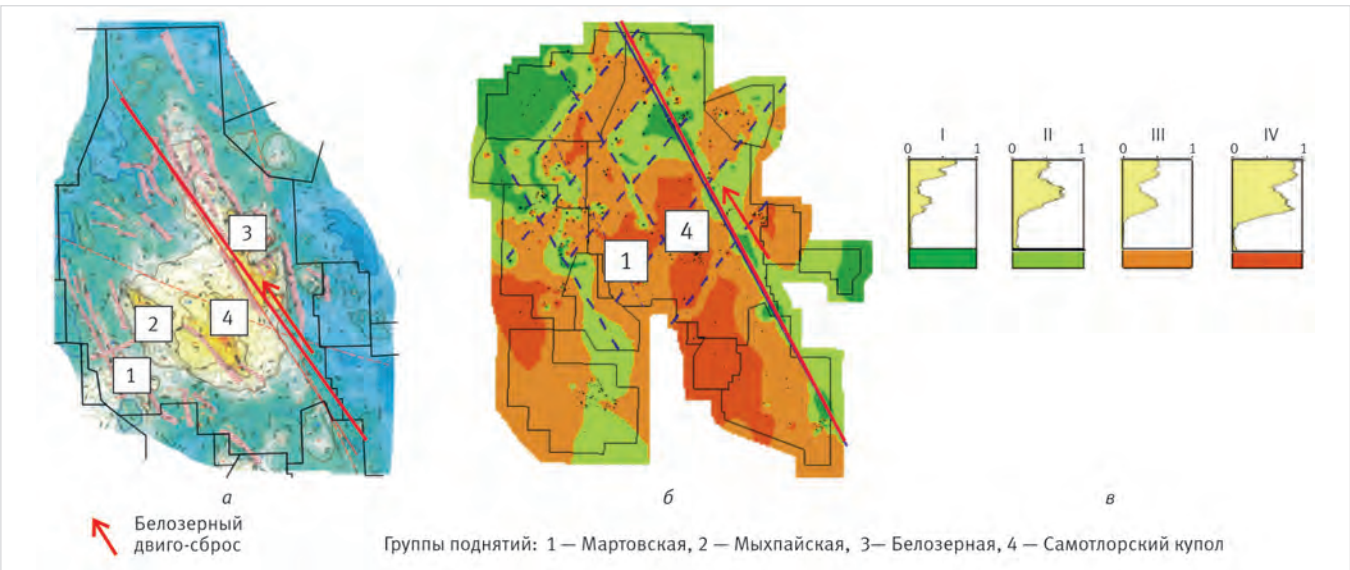


Рис. 2. Особенности распределения фациальных зон в пределах пласта $Ю_1$ васюганской свиты Самотлорского месторождения: а — структурная карта по ОГ Б; б — карта фациальных ассоциаций пласта $Ю_1$; в — ГСР по зонам фациальных ассоциаций, красный — предположительно, линеаменты, сдвиговые дислокации
Fig. 2. Features of the distribution of facies zones within the zone J_1 the Vasyugansk formation of the Samotlor field: a – structural map of FG B; б – map of facies associations of J_1 formation; в – GSS by facies association zones, red – presumably lineaments, shear dislocations

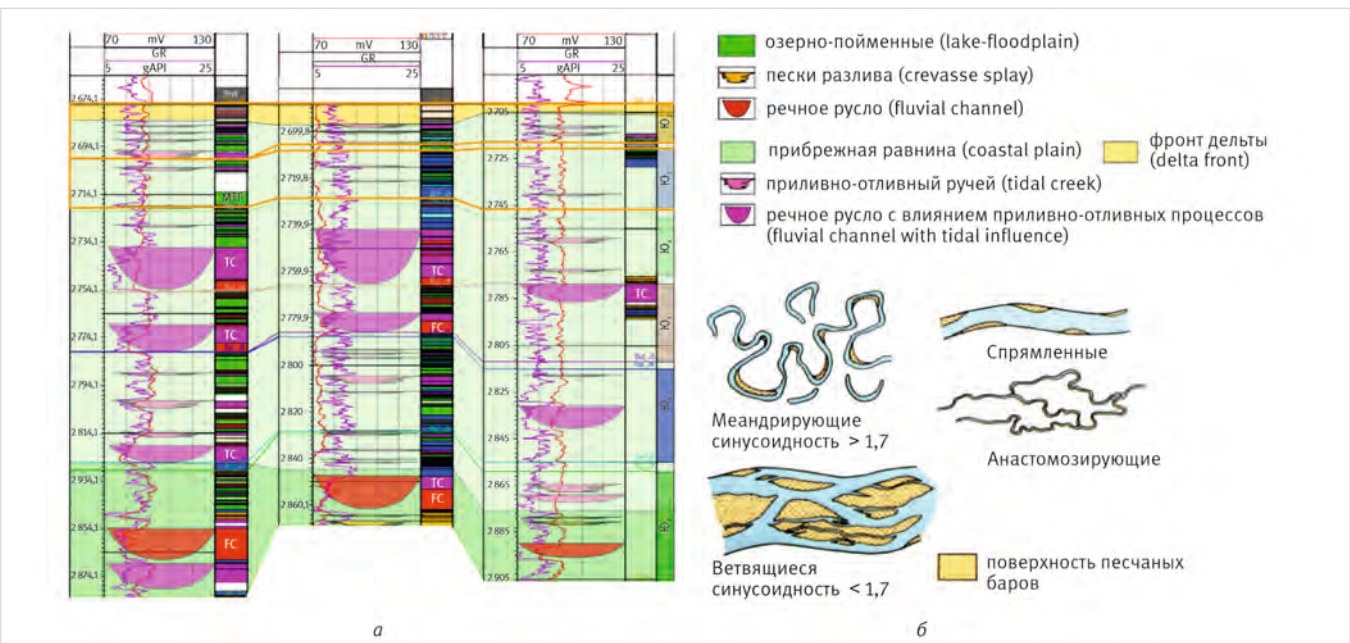


Рис. 3. Характеристика геологических тел в разрезе тюменской свиты: а — седиментологический профиль по скважинам (Н.П. Девятка); б — типы речных систем
Fig. 3. Description of geological bodies in the section of the Tyumen formation: a – sedimentological profile by wells (N.P Devyatka); б – types of river systems

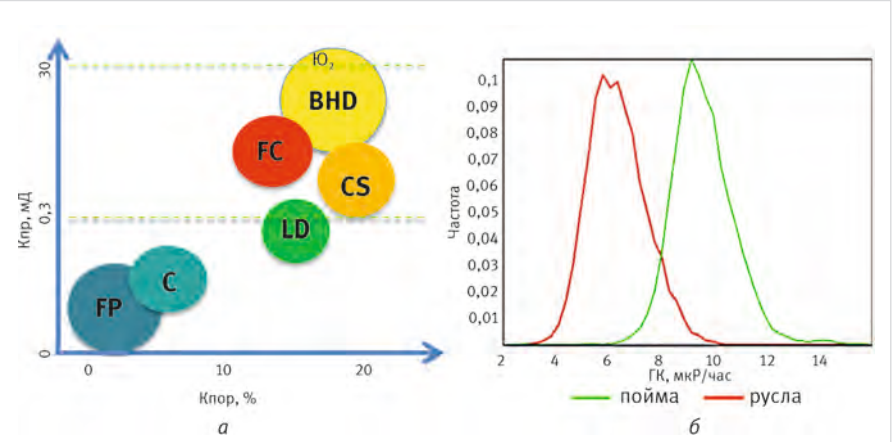
Наиболее привлекательные фации имеют высокий коэффициент песчанистости, который напрямую зависит от плотности и сообщаемости песчаных тел (рис. 5).

Прогноз межскважинного пространства по данным сейсмических исследований в среднеюрском комплексе

Интерпретация сейсмических данных и прогноз геолого-геофизических параметров в среднеюрском нефтегазоносном резервуаре ограничены разрешающей способностью сейсморазведки и особенностями данного комплекса. Высокая расчлененность разреза, неоднородность коллекторов, наличие тонких углистых пропластков и отсутствие выдержанных глинистых прослоев существенно осложняют межскважинную и фазовую корреляцию отражающих горизонтов (ОГ). Единственным надежным сейсмогеологическим репером для данного комплекса является ОГ Б, приуроченный к кровле баженовской свиты (рис. 6а). Фазовая корреляция всех нижележащих ОГ по кровлям пластов $Ю_2$–$Ю_7$ затруднена и носит большую долю условности. Стратификация кровли кристаллического фундамента (ОГ А) по скважинным данным и ГИС не вызывает затруднений, но корреляция ОГ А осложнена в связи с высокой плотностью тектонических нарушений, пронизывающих кровлю фундамента и нижнюю часть осадочного чехла (рис. 6б).

Наличие маломощных невыдержанных углистых пропластков оказывает существенное влияние на характер волновой картины в интервале тюменской свиты (рис. 6б). Создание синтетического временного разреза, где было исключено влияние углей, показало, что фактически весь изучаемый интервал представляет собой слабоконтрастную сейсмогеологическую толщу. Отмеченные особенности затрудняют не только создание структурно-тектонической модели объекта, снижают достоверность палеотектонических реконструкций территории, но и ограничивают возможности прогноза геолого-геофизических параметров резервуара по сейсмическим атрибутам и данным спектральной декомпозиции.

Однако на одном из участков моделирования, который характеризовался контрастным палеорельефом на всем протяжении формирования среднеюрского комплекса осадков, удалось получить взаимосвязи между фациальными группами и сейсмическими фациями. На основе комплексного анализа керна, ГИС и сейсмофаций была создана фациальная модель пластов $Ю_2$–$Ю_9$, которая показала существенное перераспределение



BHD — фронт дельты/delta front, CB — центральная часть залива/central part of the bay, FC — русловые отложения/channel sediments, CS — пески разлива/spill sands, LD — озерная фация/lake facies, FP — фации поймы/floodplain facies

Рис. 4. Характеристика макрофаций: а — особенности распределения ФЕС макрофаций; б — графики распределения значений гамма-каротажа для русловых и пойменных отложений (А.В. Новак)

Fig. 4. Characteristics of macrophies: a – peculiarities of the distribution of the of the FCP of macrophies; б – plots of the distribution of gamma logs for channel and floodplain deposits (A.V. Novak)

эффективных нефтенасыщенных толщин по площади залежи относительно детерминированной модели подсчета запасов 2017 г. (рис. 7а, б). На основании фациальной модели были выделены русловые тела, что привело к изменению песчанистости, контуров перспективных районов и дальнейшей корректировке эксплуатационного фонда скважин.

Достоверность ФМ была оценена по результатам последующего бурения. Дальнейший период эксплуатации показал высокую подтверждаемость основных параметров модели: распределение эффективных и нефтенасыщенных толщин, ФЕС, профилей добычи.

Верхнемеловой комплекс

В интервале покурской свиты было создано несколько трехмерных ФМ для газонасыщенных пластов ПК1 в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа. Целью создания было выявление зон высокой проводимости пластов для контроля прорывов воды и прогноза зон повышенной обводненности по площади газовых залежей [2].

Седиментологический анализ керна и ГИС подтверждает полифациальное строение пласта $ПК_1$ и схожесть с условиями формирования верхних пластов тюменской свиты. Здесь также фиксируются переходные и прибрежно-морские обстановки со сложной формой морского побережья (рис. 8). В пласте выделяются разные типы разрезов — от цикличного до монолитного строения, причем количество циклитов варьирует от 3 до 4 на разных месторождениях. Общая трансгрессивная направленность разреза обусловила изменение типов речных систем от меандрирующих русел в подошве пласта до разветвленной сети маломощных каналов и ручьев в верхней части разреза (рис. 8б, в). Кровля пласта повсеместно сформирована в условиях влияния морского бассейна. Снизу вверх отмечается снижение эффективных толщин, песчанистости, ухудшение ФЕС. Выявлена следующая общая закономерность: повышенные темпы обводненности продукции скважин фиксируются в зонах развития монолитного строения пластов с отложениями русловых тел, которые представляют собой высокопроницаемые интервалы пласта.

В завершении необходимо коротко отметить некоторые закономерности вторичных изменений пород — коллекторов. По данным петрографических исследований керна и результатам стадиального анализа, наибольшие изменения характерны для верхне-,

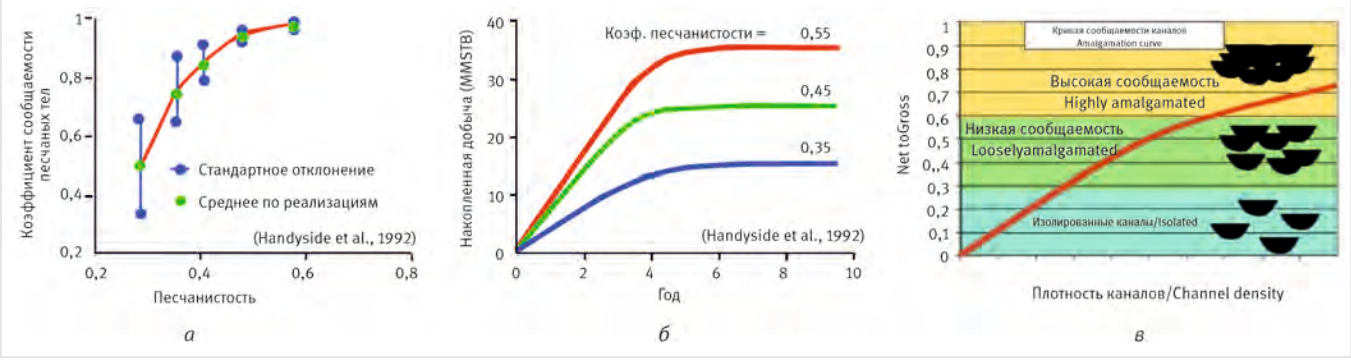


Рис. 5. Зависимость накопленной добычи от фациальных характеристик пласта: а — зависимость коэффициента сооообщаемости от песчанистости; б — зависимость накопленной добычи от песчанистости; в — зависимость песчанистости от плотности и связанности каналов

Fig. 5. Dependence of cumulative production on facies characteristics of the formation: a – dependence of the coefficient of communication on sandstone; б – dependence of cumulative production on sandstone; в – dependence of sandstone on the density and connectivity of channels

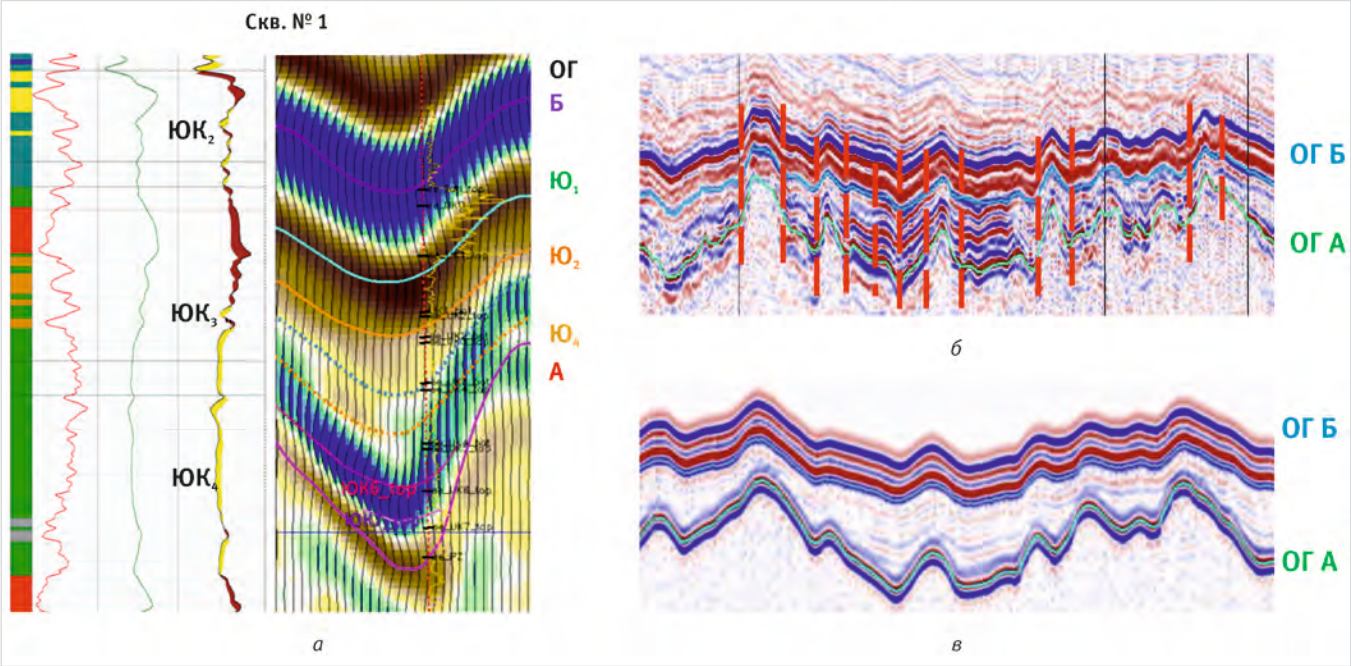


Рис. 6. Особенности волновой картины в интервале среднеюрского комплекса (И.В. Мусатов, Е.А. Морозова): а — привязка отражающих горизонтов; б — наблюдаемый временной разрез (вверху); в — синтетический временной разрез без влияния углей
Fig. 6. Features of the wave pattern in the interval of the middle jurassic complex (I.V. Musatov, E.A. Morozova): a – binding of reflecting horizons (reflectors); b – observed time section (top); в – synthetic time section without influence of coals

среднеюрских отложений. Здесь наиболее распространены следующие эпигенетические преобразования первичного осадка: карбонатизация, сидеритизация, пиритизация, растворение и регенерация зерен, хлоритизация и др. Наибольшая степень преобразования затрагивает первично привлекательные высокопоровые отложения речных систем в нижней части тюменской свиты и верхнеюрские отложения, существенно ухудшая ФЕС первичных коллекторов. Поэтому в данных комплексах повсеместно отмечается высокая доля (до 7–10 %) плотных карбонатизированных пропластков. Верхнемеловые отложения (пласт $ПК_1$) в меньшей степени подверглись вторичным изменениям, и общее содержание карбонатизированных интервалов здесь не превышает 1–2 %. Указанные особенности следует учитывать при моделировании литологии юрских пластов, для которых необходимо создание двух моделей: первичного и измененного коллектора [3].

Итоги

Представленные материалы позволили подвести следующие итоги:

- геологические модели, созданные с учетом обстановок осадконакопления, позволяют наиболее обоснованно задавать параметры корреляции фациальных объектов согласно их морфологии и размерам, определять геологическую природу и местоположения наиболее привлекательных фациальных объектов;
- несмотря на различные стратиграфические уровни, отложения юрского и мелового комплекса имеют схожие фациальные характеристики. Для всех отмечается снизу вверх по разрезу трансформация речных систем от крупных меандрирующих русел до маломощных приливно-отливных ручьев, которые перекрываются мелководно-морскими отложениями дельтовых комплексов. В такой же закономерности изменяются и параметры ФЕС;
- целевое назначение фациальных моделей для юрского комплекса и пласта $ПК_1$ различаются. В юрском комплексе необходим поиск зон развития наиболее привлекательных фаций и коллекторов с улучшенными ФЕС для повышения эффективности разработки. В отложениях же верхнего покура выявление зон высокой проводимости пластов необходимо для контроля прорывов воды и прогноза зон повышенной обводненности по площади газовых залежей;
- к сожалению, целый ряд актуальных вопросов, связанных с прогнозом межскважинного пространства по данным сейсмических исследований, не удалось решить в представленных работах;
- комплексирование результатов седиментологических исследований керна, алгоритмов распознавания фаций методами ГИС, палеотектонических реконструкций и сейсмофациального анализа должно стать важным инструментом повышения достоверности прогноза геологических моделей и эффективности разработки в целом.

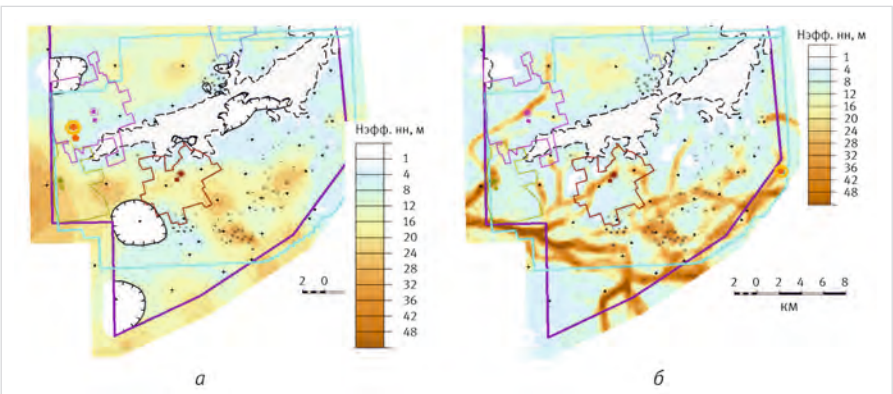


Рис. 7. Сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин (ННТ) пласта $ЮК_{2-9}$ по фациальной и детерминированной моделям Каменного ЛУ, юг: а — карта ННТ 2017 г.; б — карта ННТ 2019 г. (М.А. Грищенко, А.Б. Алчина, А.В. Новак)
Fig. 7. Comparison of net oil pay (NNT) maps of zone JK_{2-9} by facies and deterministic models Kamennoye license area, south: a – NNT map 2017 year; б – NNT map 2019 year (M.A. Grishchenko, A.B. Alchina, A.V. Novak)

Выводы

Обобщение результатов работ по созданию фациальных моделей, приуроченных к среднеюрскому (пласты $Ю_{2-9}$), верхнеюрскому (пласт $Ю_1$), нижнемеловому (пласты группы $АВ_1$–$АВ_{4-5}$) и верхнемеловому комплексам Западной Сибири позволило отметить как общие закономерности, так и индивидуальные особенности данных разрезов, обозначить проблемы интерпретации и прогноза свойств по данным сейсмических исследований.

Несмотря на большой опыт и разработанный алгоритм работ по созданию фациальных моделей, многие вопросы на текущий период развития технологий остаются нерешенными. Будущее фациального направления должно быть связано с 4D-моделированием процессов седиментации, прогнозом степени эпигенетических преобразований первичного

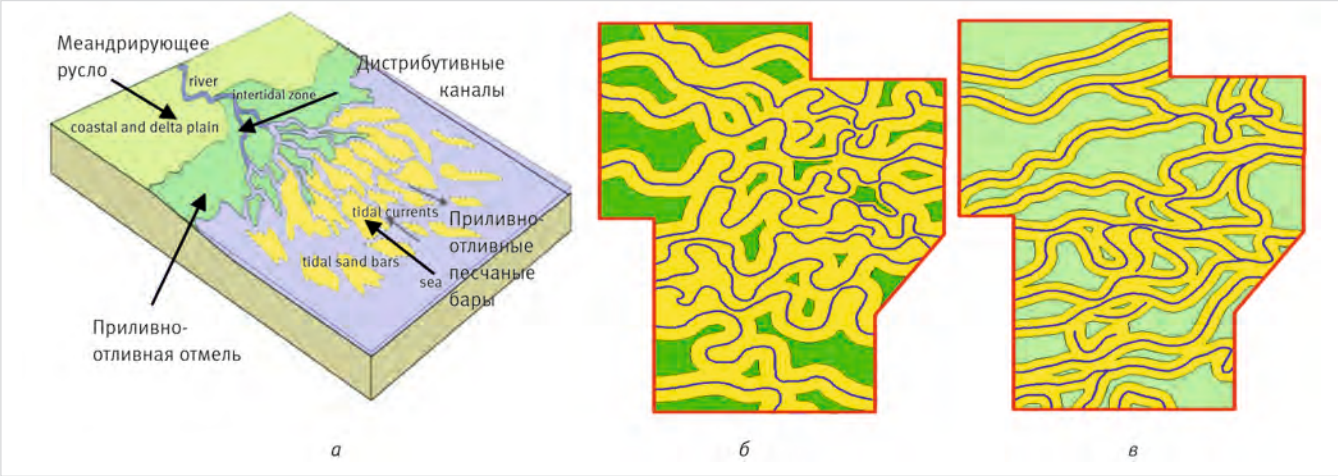


Рис. 8. Концептуальные фациальные схемы пласта ПК$_1$ покурской свиты: а — комплекс фаций приливно-отливных равнин G.J. Nichols (2012); б — фациальная схема циклитов ПК$_{14}$; в — фациальная схема циклитов ПК$_{12}$, желтые — полигоны русел, каналов (Т.Э. Топалова)
Fig. 8. Conceptual facies diagrams of the PK$_1$ Pokursky formation: a – complex of facies of the tidal plains G.J. Nichols (2012); б – facies scheme of cyclites PK$_{14}$; в – facies scheme of cyclites PK$_{12}$, yellow – polygons of channels, canals (T.E. Topalova)

коллектора, развитием методик дешифрирования данных спектральной декомпозиции и сейсмофаций.

Литература

1. Методика построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. С. 54–59.
2. Грищенко М.А., Аксенов А.И., Максимович О.Д., Щетинин А.С., Кривощеков И.С., Осипенко А.С. Сейсмофациальное моделирование как инструмент повышения достоверности прогноза добычи пласта ПК$_1$ Берегового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 20. С. 54–62.
3. Грищенко М.А., Иванова И.В. Уточнение литологической модели пластов ВК$_{1-3}$ в пределах Ем-Еговского лицензионного участка с учетом вторичных процессов карбонатизации коллекторов // Геология нефти и газа. 2021. № 2. С. 47–58.
4. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. М.: Научный мир, 2001. 605 с.

ENGLISH

Results

The submitted materials made it possible to summarize the following:

- geological models created taking into account depositional environments allow the most reasonable determination of the correlation parameters of facies objects according to their morphology and dimensions, to determine the geological nature and locations of the most attractive facies objects;
- despite different stratigraphic levels, jurassic and cretaceous deposits have similar facies characteristics. For all, the transformation of river systems from large meandering channels to thin tidal streams, which are overlapped by shallow marine sediments of delta complexes, is noted from the bottom up along the section. In the same pattern, the parameters of the FEU change;
- the purpose of facies models for the Jurassic complex and the PK$_1$ reservoir varies. In the Jurassic complex, it is necessary to find the zones of development of the most attractive facies and reservoirs with improved reservoir properties to improve development efficiency. In upper pore deposits, identification of zones of high conductivity of formations is necessary to control water breakthrough and forecast zones of increased water cut over the area of gas reservoirs;
- unfortunately, a number of topical issues related to the forecast of the inter-well space based on seismic data could not be resolved in the presented works;
- integration of the results of sedimentological core studies, algorithms of facies recognition by logging methods, paleotectonic reconstructions and seismofacies analysis should become an important tool for improving the reliability of the forecast of geological models and the efficiency of development in general.

Conclusions

The generalization of the results of the work on the creation of facies models associated with the middle jurassic (zones J$_{2-9}$), upper jurassic (zone J$_1$), lower cretaceous (zones AV$_1$-AV$_{4-5}$) and upper cretaceous complexes of Western Siberia made it possible to note both general patterns and individual features of these sections, to identify problems of interpretation and prediction of properties based on seismic data.
Despite the extensive experience and developed algorithm of work on the creation of facies models, many issues for the current period of technology development remain unresolved. The future of the facies direction should be related to the 4D modeling of sedimentation processes, the prediction of the degree of epigenetic transformations of the primary reservoir, the development of methods for decrypting spectral decomposition data and seismofacies.

References

1. Methodology for building geological models when calculating hydrocarbon reserves. Moscow: 2014, FBU “GKZ”, P. 54–59. (In Russ).
2. Grishchenko M.A., Aksenov A.I., Maksimovich O.D., Shchetinin A.S., Krivoshchekov I.S., Osipenko A.S. Seismic facial modeling as a tool for increasing the reliability of the production forecast for the PK1 layer of the Beregovoye field. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2020, issue 20, P. 54–62. (In Russ).
3. Grishchenko M.A., Ivanova I.V. Em-Egovsky license area: update of ВК$_{1-3}$ beds lithology model accounting for processes of secondary carbonatization. Oil and Gas Geology, 2021, issue 2, P. 47–58. (In Russ).
4. Hain V.E. Tectonics of continents and oceans. Moscow: Nauchnyi mir, 2001, 605 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Grishchenko Marina Afanasyevna, candidate of technical sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-36-39 УДК 004.855.5 I Научная статья

Сравнительный анализ применения 2D/3D сегментационных моделей в задаче выделения сейсмических горизонтов

Канониров А.П.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
apkanonirov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В данной работе сравнивается два подхода к решению задачи выделения сейсмических горизонтов по частично заданным положениям горизонтов в кубе сейсмических амплитуд. Первый подход заключается в обучении нейронной сети архитектуры U-Net для двумерных данных по продольным и поперечным срезам куба, второй подход — в преобразовании стандартной архитектуры U-Net в трехмерную и обучении по 3D-кубам сейсмических данных. Оба подхода протестированы на данных по месторождению F3 Netherlands, находящихся в открытом доступе. Трехмерная модель дает более точный прогноз, а двухмерная модель обучается в разы быстрее и требует меньших вычислительных ресурсов.

Материалы и методы
Выполнен сравнительный анализ качества решения задачи выделения сейсмических горизонтов для 2D- и 3D-архитектур сегментационной сверточной нейронной сети U-Net, определены достоинства и недостатки каждого из подходов. Приведены практические рекомендации по оценке и обучению моделей на новых данных.

Ключевые слова
сейсморазведка, метод отраженных волн, геология, сегментация, компьютерное зрение, U-Net, сейсмические горизонты, нейронные сети

Для цитирования
Канониров А.П. Сравнительный анализ применения 2D/3D сегментационных моделей в задаче выделения сейсмических горизонтов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 36–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-36-39

Поступила в редакцию: 21.11.2022

UDC 004.855.5 I Original paper

Comparative analysis of the application of 2D/3D segmentation models in the task of identifying seismic horizons

Kanonirov A.P.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
apkanonirov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
In this paper, two approaches to solving the problem of identifying seismic horizons by partially specified positions of horizons in a cube of seismic amplitudes are compared. The first approach is to train a neural network of the U-Net architecture for two-dimensional data on longitudinal and transverse sections of the cube. The second approach is to transform the standard U-Net architecture into a three-dimensional one and train it on 3D cubes of seismic data. Both approaches have been tested on publicly available data on the F3 Netherlands field. A three-dimensional model gives a more accurate forecast, and a two-dimensional model learns much faster and requires fewer computing resources.

Materials and methods
A comparative analysis of the quality of solving the problem of seismic horizons allocation for 2D and 3D architectures of the segmentation convolutional neural network U-Net is performed. The advantages and disadvantages of each of the approaches are determined. Practical recommendations for evaluating and training models on new data are given.

Keywords
seismic exploration, reflected wave method, geology, segmentation, computer vision, U-Net, seismic horizons, neural networks

For citation
Kanonirov A.P. Comparative analysis of the application of 2D/3D segmentation models in the task of identifying seismic horizons. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 36–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-36-39

Received: 21.11.2022

Сейсморазведка методом отраженных волн является популярным методом поиска углеводородов. Проходя через геологические слои с разными свойствами, сейсмические волны предоставляют информацию о геофизических характеристиках возможного нефтяного месторождения, позволяющую сформировать двумерное изображение — сейсмический разрез (2D) или трехмерный массив данных – сейсмический куб (3D). Их анализ помогает экспертам находить потенциальные залежи нефти и лучше планировать буровые работы. Точная оценка необходимости в дополнительном бурении также снижает воздействие на окружающую среду. Поскольку понимание геологической структуры возможных запасов углеводородов имеет решающее значение, а объем данных сейсмической разведки возрастает, появляется острая необходимость в разработке методов автоматизации контроля качества получаемой информации [1] и ее интерпретации.

С увеличением вычислительных мощностей и накоплением больших объемов данных получило широкое распространение применение нейронных сетей для решения различных задач нефтегазовой отрасли, например, классификация пород по фотографиям керна [2]. В этом исследовании сравниваются два метода определения породы на основе методов машинного обучения: графические идентификаторы и сверточные нейронные сети. Сверточные нейронные сети — ResNet, ResNeXt и Inception — сравнивались с классификатором XGBoost на основе двух типов графических идентификаторов: цвета (средний цвет, преобладающие цвета) и текстуры (энтропия, число Эйлера, контрастность, однородность).

Сверточные нейронные сети (CNN) — архитектура нейронных сетей, которая состоит из сверточных слоев, способных автоматически выделять наиболее полезные признаки. Начальные слои служат для выделения общих признаков, таких как края, цвета и формы. Затем глубокие слои на основе общих признаков строят более специфические, что позволяет, фильтруя маловажные детали и выделяя существенное, описывать пространственные и временные зависимости в изображении [11].

Нейронные сети для семантической сегментации представляют собой архитектуру кодер-декодер, которая состоит из сверточных слоев [12]. Кодировщик в данной архитектуре служит для обнаружения и классификации объектов, а декодировщик необходим для локализации объекта. Семантическая сегментация — это процесс, при котором каждому пикселю на изображении ставится в соответствие подходящая ему метка определенного класса.

Обработка сейсмических данных включает в себя решение таких задач, как классификация и сегментация. В [13] представлена новая архитектура CNN, которая используется для обнаружения соли, анализируя подаваемые ей на вход кубы сейсмических данных. В [14] CNN используется для обнаружения разломов в трехмерных сейсмических данных. Вход в сеть состоит из трех ортогональных срезов 24×24, а линии на пересечении классифицируются как разлом или не разлом. Также фильтрация шума, выделение разломов и фаций для сейсмических данных с помощью нейронных сетей представлены в исследованиях [7, 8, 9], а в работах [4, 5] они применяются для трассировки сейсмических горизонтов.

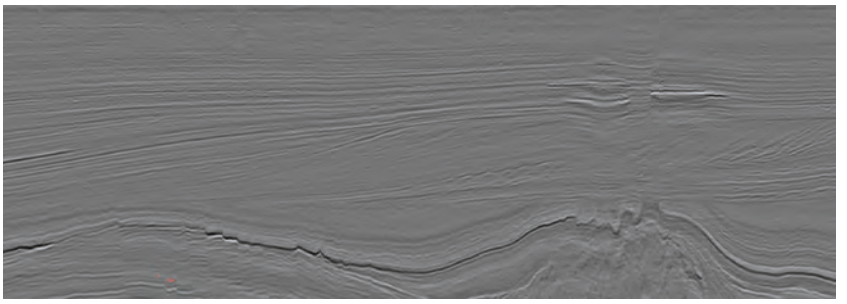


Рис. 1. Пример изображения сейсмических данных с линией горизонта
Fig. 1. An example of an image of seismic data with a horizon line

В работе рассматривается задача трассировки сейсмических горизонтов по данным сейсмических амплитуд, заданных в виде трехмерного куба. Сейсмический горизонт — это граница между двумя различными типами пород, в простых случаях она хорошо прослеживается на двумерных срезах. Такая граница представляет собой поверхность, которую можно провести внутри куба.

Современный подход к трассировке сейсмических горизонтов сводится к решению задачи сегментации с помощью сверточных нейронных сетей, которым на вход подается куб сейсмических амплитуд, на выходе получается куб вероятностей наличия сейсмического горизонта [11].

Целью данного исследования было на примере сегментационной сверточной нейронной сети U-Net сравнить качество решения задачи выделения сейсмических горизонтов для 2D- и 3D-данных.

Оба подхода используют одинаковый набор входных данных по месторождению F3 Netherlands, сбор которых был произведен в Северном море. Данные находятся в открытом доступе и содержат информацию 9 горизонтов и журналы бурения 4 скважин [3].

Представленный набор данных состоит из горизонтов в формате XYZ и 3 204 изображений, представляющих собой 1 602 сейсмические линии в формате TIFF и 1 602 помеченных изображения в формате PNG (рис. 1). Помеченные изображения были созданы путем взятия пересечения между сейсмическими линиями и горизонтальными поверхностями.

Для сравнения двухмерной и трехмерной архитектур U-Net обучающий набор входных данных был представлен как куб сейсмических амплитуд H — матрица размерности $il \times xl \times t$, где il, xl — количество ячеек куба в продольном и поперечном направлениях; t — количество временных отсчетов. Отметки трассируемого горизонта заданы матрицей L той же размерности, что H. Матрица L при этом может содержать три значения: 0 — горизонт отсутствует, 1 — горизонт присутствует, -100 — нет информации. Стоит отметить, что эксперт, заполняющий матрицу L, может заполнять ее как по выбранным срезам в продольном и поперечном направлениях, так и по отдельным трассам/участкам.

В работе используется модификация ставшей уже классической нейронной сети U-Net [6] (рис. 2), оптимизированной для решения задачи выделения сейсмических горизонтов [4].

Для двумерных и трехмерных данных используется одинаковая ее архитектура, единственное отличие — это размерности операторов свертки, нормализации (BN) и пулинга (maxpool). Для 2D-варианта нейросети на вход подается срез сейсмического куба Q размерности $M \times N$, для 3D-варианта — это будет куб размерности $M \times N \times N$, где M — количество отсчетов по вертикали (временная шкала), N — количество отсчетов по горизонтали. На выходе получается соответствующего

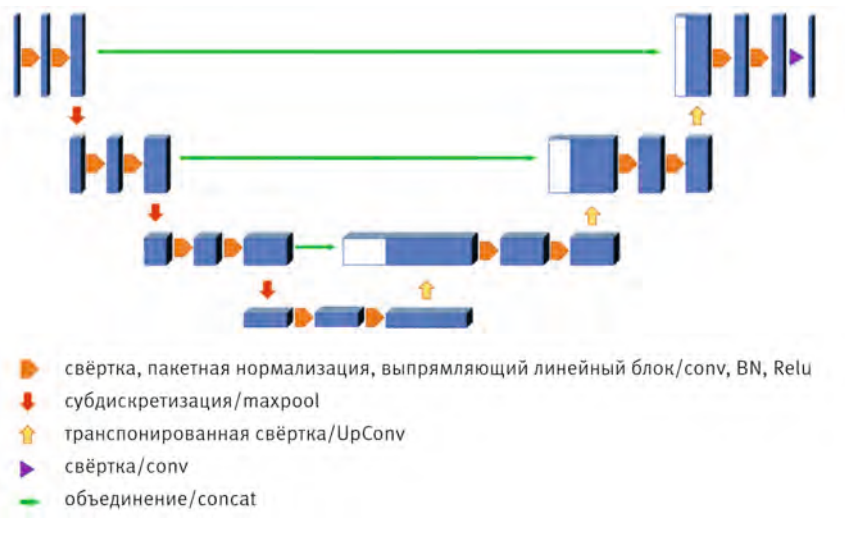


Рис. 2. Архитектура сети U-Net
Fig. 2. U-Net network architecture

размера матрица, содержащая значения вероятностей наличия горизонта.

Для оценки качества выделения сейсмических горизонтов с помощью 2D- и 3D-архитектур U-Net используется метрика DICE [10]. Обозначая пиксели, принадлежащие истинному положению горизонта, как A, а пиксели, принадлежащие к предсказанному положению, как B, метрика DICE вычисляется по формуле (1):

$$D(A,B)=\frac{2\times|A\cap B|}{|A|\cup|B|}. \qquad (1)$$

Трассировка и оценка полученных результатов для 2D- и 3D-подходов производилась по каждому из 9 горизонтов. Все вычисления производились с помощью видеокарты NVIDIA GeForce GTX 1650 MAX-Q. Общее время обучения для 2D-архитектуры заняло 4,3 часа, а для 3D — 12,8 часа. Ниже представлена таблица с данными метрики качества экспериментов на тестовой выборке.

Подход на основе 3D-архитектуры показывает более точные результаты для всех горизонтов, чем 2D. Средний прирост метрики на 0,1 можно считать значимым результатом, поскольку границы сегментируемых горизонтов являются довольно тонкими линиями, а значит, увеличение значения качества сегментации достигается за счет выделения более сложных зависимостей, например, резких изгибов. На рисунке 3 в левом столбце изображены результаты сегментации 2D-архитектуры, а в правом — 3D.

Такой эффект достигается потому, что 3D U-Net решает поставленную задачу, используя трехмерные сверточные ядра, которые позволяют использовать межсрезовый контекст внутри сейсмического куба, что и приводит к повышению производительности. Однако увеличиваются и вычислительные затраты в результате увеличения количества параметров нейронной сети.

Табл. 1. Значения метрики качества для 2D- и 3D-архитектур
Tab. 1. Quality metric values for 2D and 3D architectures

Горизонт	DICE	
	2D	3D
H1	0,83	0,96
H2	0,88	0,94
H3	0,75	0,93
H4	0,72	0,85
H5	0,77	0,91
H6	0,80	0,87
H7	0,72	0,83
H8	0,81	0,95
H9	0,90	0,98
H1–H9	Среднее значение DICE	
	0,798	0,913

Итоги

Из результатов экспериментов, представленных в таблице 1, следует, что оба подхода показывают высокое качество сегментации сейсмических горизонтов. Для обучения 2D U-Net требуется в разы меньше временных затрат, но при этом теряется пространственная информация о зависимостях между срезами одного сейсмического куба.

На практике предлагается использовать сначала архитектуру на основе 2D, так как это позволит чаще проводить повторные эксперименты и таким образом более точно настроить гиперпараметры модели. Если полученное качество сегментации не является удовлетворительным, то стоит попробовать подход на основе 3D-архитектуры, уменьшив количество экземпляров в обучающей выборке, что позволит увеличить количество экспериментов для настройки гиперпараметров перед основным этапом обучения.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы как при обучении моделей для сегментирования сейсмических горизонтов на новых обучающих образцах, так и при решении других задач сегментации на трехмерных данных.

Литература

1 Щербич А.Ю., Кутрунов В.Н. Алгоритм расчета выпукло-вогнутого контура площади сейсмической съемки // Вестник

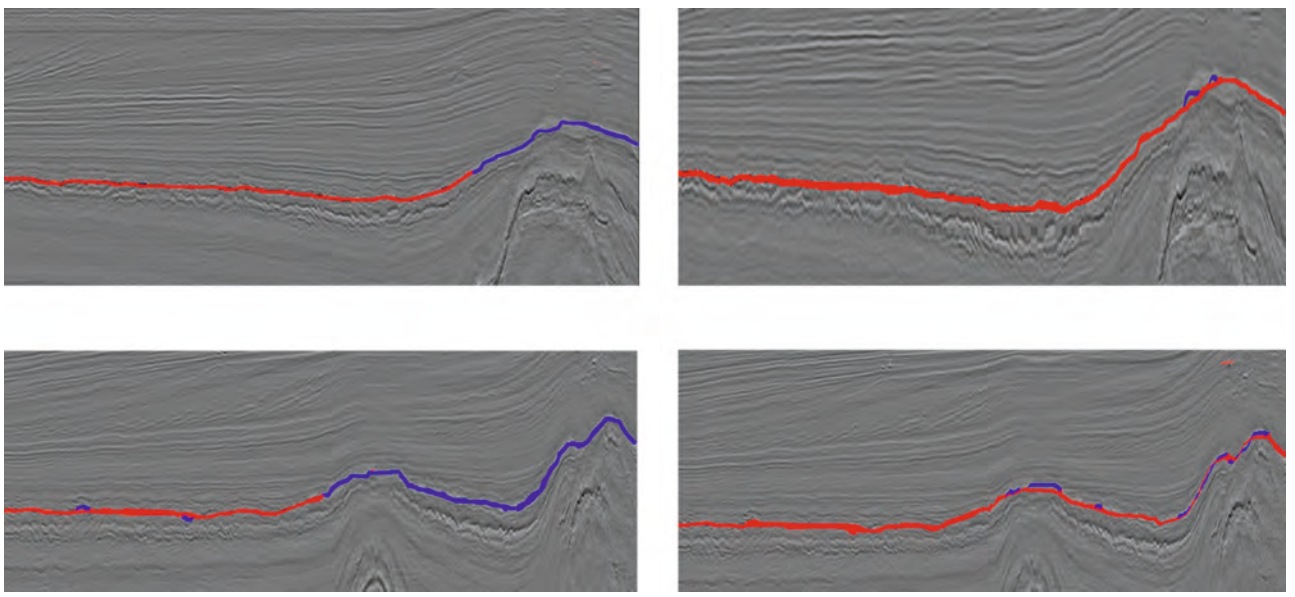


Рис. 3. Сегментированные линии горизонта. Красный цвет — результат выделения нейронной сетью. Синий цвет — реальная траектория линии горизонта
Fig. 3. Segmented horizon lines. The red color is the result of selection by the neural network. Blue color is the real trajectory of the horizon line

ТюмГУ. Физико-математические науки. Информатика 2014. № 7. С. 166–177.
2 Дьячков С.М. Ядрышникова О.А., Поляков Д.В., Девятка Н.П., Чермянин П.И., Дмитриевский М.В. Автоматическое определение породы по фотографиям керна современными методами машинного обучения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4. С. 181–198.
3 Silva R., Baroni L., Ferreira R., Civitarese D., Szwarcman D., Brazil E.V. Netherlands Dataset: A new public dataset for machine learning in seismic interpretation. ArXiv. Computer science, 2019, 6 p. (In Eng).
4 Koryagin A., Mylzenova D., Khudorozhkov R., Tsimfer S. Seismic horizon detection with neural networks. ArXiv. Geology, 2020. 5 p. (In Eng).
5 Tschannen V., Delescluse M, Ettrich N., Keuper J. Extracting horizon surfaces from 3D seismic data using deep learning. Geophysics, 2020, Vol. 85, P. 17–26. (In Eng).
5 Ronneberger O., Fischer P., Brox T. U-net: Convolutional networks for biomedical image segmentation. Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, Lecture notes in computer science, Vol. 9351, P. 234–241. (In Eng).
7 Alaudah Y, Michalowicz P., Alfarraj M., Al-Regib G. A Machine learning benchmark for facies classification. ArXiv. Computer Science, Geology, 2019, 13 p. (In Eng).
8 Abid B., Khan B.M, Memon R.A. Seismic facies segmentation using ensemble of convolutional neural networks. Hindawi. Wireless communications and mobile computing, 2022, Vol. 2022, 13 p. (In Eng).
9 Civitarese D., Szwarcman D., Brazil E.V., Zadrozny B. Semantic Segmentation of Seismic Images. ArXiv. Geology, Computer Science, 2019, 7 p. (In Eng).
10 Bertels J., Eelbode T., Berman M., Vandermeulen D., Maes F., Bisschops R., Blaschko M.B. Optimizing the dice score and jaccard index for medical image segmentation: theory and practice. ArXiv, 2019, 9 p. (In Eng).
11 Aloysius N., Geetha M. A review on deep convolutional neural networks. International conference on communication and signal processing, India, 2017, April 6–8, 5 p. (In Eng).
12 Badrinarayanan V., Kendall A., Cipolla R. SegNet: a deep convolutional encoder-decoder architecture for image segmentation. IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence, 2017, Vol. 39, issue 12, P. 2481–2495. (In Eng).
13 Waldeland A.U., Jensen A.C., Gelius L.J., Solberg A. Convolutional neural networks for automated seismic interpretation. The Leading Edge, 2018, Vol. 37, issue 7, P. 529–537. (In Eng).
14 Wei Xiong, Xu Ji, Yue Ma, Yuxiang Wang, Nasher M. AlBinHassan, Mustafa N. Ali, Yi Luo. Seismic fault detection with convolutional neural network. Geophysics, 2018, Vol. 83, issue 5, P. 97–103. (In Eng).

ENGLISH

Results

From the experimental results presented in table 1, it follows that both approaches show high quality segmentation of seismic horizons. It takes several times less time to train 2D U-Net, but at the same time, spatial information about the dependencies between slices of one seismic cube is lost.

In practice, for the first step recommend to use a 2D-based architecture, since this will allow repeated experiments to be carried out more often and thus more precisely adjust the hyperparameters of the model. If the resulting segmentation quality is not satisfactory, then it is worth trying a 3D architecture-based approach by reducing the number of instances in the training sample, which will increase the number of experiments to configure hyperparameters before the main stage of training.

Conclusions

The results of the study can be used both in training models for segmentation of seismic horizons on new training samples, and in solving other segmentation problems on three-dimensional data.

References

1. Shcherbich A.Yu., Kutrunov V.N. Computation algorithm of convexo-concave contour of the seismic survey. Bulletin of TSU. Physical and mathematical sciences. Informatics, 2014, issue 7, P. 166–177. (In Russ).
2. Dyachkov S.M., Yadryshnikova O.A., Polyakov D.V., Devyatka N.P., Chermyanin P.I., Dmitrievskiy M.V. Automatic rock identification from core photos using modern machine learning methids. Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 2021, Vol. 7, issue 4, P. 181–198. (In Russ).
3. Silva R, Baroni L., Ferreira R., Civitarese D., Szwarcman D., Brazil E.V. Netherlands Dataset: A new public dataset for machine learning in seismic interpretation. ArXiv, Computer Science, 2019, 6 p. (In Eng).
4. Koryagin A., Mylzenova D., Khudorozhkov R., Tsimfer S. Seismic horizon detection with neural networks. ArXiv. Geology, 2020. 5 p. (In Eng).
5. Tschannen V., Delescluse M, Ettrich N., Keuper J. Extracting horizon surfaces from 3D seismic data using deep learning. Geophysics, 2020, Vol. 85, P. 17–26. (In Eng).
6. Ronneberger O., Fischer P., Brox T. U-net: Convolutional networks for biomedical image segmentation. Medical Image Computing and Computer-Assisted Intervention – MICCAI 2015, Lecture notes in computer science, Vol. 9351, P. 234–241. (In Eng).
7. Alaudah Y, Michalowicz P., Alfarraj M., Al-Regib G. A Machine learning benchmark for facies classification. ArXiv. Computer Science, Geology, 2019, 13 p. (In Eng).
8. Abid B., Khan B.M, Memon R.A. Seismic facies segmentation using ensemble of convolutional neural networks. Hindawi. Wireless communications and mobile computing, 2022, Vol. 2022, 13 p. (In Eng).
9. Civitarese D., Szwarcman D., Brazil E.V., Zadrozny B. Semantic Segmentation of Seismic Images. ArXiv. Geology, Computer Science, 2019, 7 p. (In Eng).
10. Bertels J., Eelbode T., Berman M., Vandermeulen D., Maes F., Bisschops R., Blaschko B.M. Optimizing the dice score and jaccard index for medical image segmentation: theory and practice. ArXiv, 2019, 9 p. (In Eng).
11. Aloysius N., Geetha M. A review on deep convolutional neural networks. International conference on communication and signal processing, India, 2017 April 6–8, 5 p. (In Eng).
12. Badrinarayanan V., Kendall A., Cipolla R. SegNet: a deep convolutional encoder-decoder architecture for image segmentation. IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence, 2017, Vol. 39, issue 12, P. 2481–2495. (In Eng).
13. Waldeland A.U., Jensen A.C., Gelius L.J., Solberg A. Convolutional neural networks for automated seismic interpretation. The Leading Edge, 2018, Vol. 37, issue 7, P. 529–537. (In Eng).
14. Wei Xiong, Xu Ji, Yue Ma, Yuxiang Wang, Nasher M. AlBinHassan, Mustafa N. Ali, Yi Luo. Seismic fault detection with convolutional neural network. Geophysics, 2018, Vol. 83, issue 5, P. 97–103. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Канониров Александр Петрович, ведущий специалист отдела прототипов и развития технологий,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: apkanonirov@tnnc.rosneft.ru

Kanonirov Alexander Petrovich, leading specialist of the department of prototypes and technology development,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: apkanonirov@tnnc.rosneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43 УДК 550 I Научная статья

Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса

Показаньев И.А.[1], **Зарай Е.А.**[2], **Овчинникова Д.Г.**[2], **Родивилов Д.Б.**[2]
[1]ООО «Везерфорд», Тюмень, Россия, [2]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Основной целью работы является разработка петрофизической модели проницаемости терригенных пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса. Породы-коллекторы представлены многочисленными литологическими разностями от алевролитов глинистых до песчаников чистых крупнозернистых. Породы апт-альба и сеномана отличаются степенью сцемененти́рованности. По причине слабой консолидации керн сеноманских отложений изучен в недостаточном объеме, что не позволяет разработать индивидуальную модель, в частности модель проницаемости. При этом породы апт-альба и сеномана имеют схожие литолого-петрофизические характеристики в рамках литотипов, обоснованных по литологическому описанию образцов керна. Этот фактор позволяет выделить унифицированные петротипы для всего апт-альб-сеноманского комплекса, выявить индивидуальные зависимости для оценки проницаемости и нивелировать дефицит информации лабораторных исследований пород сеномана.

Материалы и методы
Выполнен анализ результатов исследования кернового материала и проведенных геофизических исследований. Принцип выделения петротипов основан на связи между литологическими характеристиками, фильтрационно-емкостными свойствами, капиллярными характеристиками порового пространства и размерностью зерен.

Ключевые слова
проницаемость, петротип, керн, ГИС, петрофизическая модель, терригенные породы, коллектор

Для цитирования
Показаньев И.А., Зарай Е.А., Овчинникова Д.Г., Родивилов Д.Б. Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43

Поступила в редакцию: 09.11.2022

UDC 550 I Original paper

Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex

Pokazaniev I.A.[1], **Zarai E.A.**[2], **Ovchinnikova D.G.**[2], **Rodivilov D.B.**[2]
[1]"Weatherford" LLC, Tyumen, Russia, [2]«Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The main goal of the work is to develop a petrophysical model of the permeability of terrigenous rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex. Reservoir rocks are represented by numerous lithological varieties from clayey siltstones to pure coarse-grained sandstones. The aptian-albian and cenomanian rocks differ in the degree of cementation. Due to weak consolidation, the core of the Cenomanian deposits has not been studied enough, which does not allow the development of an individual model, in particular, a permeability model. At the same time, the aptian-albian and cenomanian rocks have similar lithological and petrophysical characteristics within the framework of lithotypes substantiated by the lithological description of core samples. This factor makes it possible to identify unified petrotypes for the entire aptian-albian-cenomanian complex, to identify individual relationships for assessing permeability, and to level the lack of information from laboratory studies of cenomanian rocks.

Materials and methods
The analysis of the results of the study of core material and conducted geophysical studies is carried out. The principle of petrotype separation is based on the relationship between lithological characteristics, filtration-capacitance properties, capillary characteristics of the pore space and grain dimension.

Keywords
permeability, petrotypes, core, logging, petrophysical model, terrigenous rocks, reservoir

For citation
Pokazaniev I.A., Zaray E.A., Ovchinnikova D.G., Rodivilov D.B. Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 40–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43

Received: 09.11.2022

Введение

Газоносные отложения апт-альб-сеноманского возраста газоносных отложений ЯНАО представлены многочленными типами терригенных пород от алевролита глинистого до песчаника грубо-крупнозернистого. Породы-коллекторы характеризуются большим диапазоном фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для пород апт-альбского возраста коэффициент пористости изменится от 0,1 до 0,32 д. ед., для сеномана — от 0,24 до 0,39 д. ед. Проницаемость образцов керна всего апт-альб-сеноманского комплекса достигает значений до 8 000 мД. При этом наблюдается значительное перекрытие диапазонов проницаемости, если рассматривать сеноман отдельно от апт-альба.

Изученность пород сеномана литолого-петрофизическими исследованиями значительно уступает изученности отложений апт-альбского возраста. Породы сеномана характеризуются слабой консолидированностью, что приводит к ограниченному выносу керна и сложностям изготовления образцов. Дефицит рутинных исследований осложняет построение полноценной индивидуальной петрофизической модели, особенно в направлении оценки проницаемости, что, в свою очередь, приводит к трудностям при адаптации геолого-гидродинамических моделей.

Породы сеноманского и апт-альбского возраста обладают схожими минералогическими и гранулометрическими характеристиками, несмотря на различную степень консолидации скелета. Это может послужить ключом к разработке общей для всего этажа газоносности петрофизической модели, основанной на принципах группирования пород по литолого-петрофизическим характеристикам.

Принцип петротипизации

Типизация пород по различным комплексным литолого-петрофизическим критериям — это довольно распространенная практика петрофизического моделирования, применяемая для различных генетических классов горных пород [1–6]. Эффективность того или иного способа петротипизации зависит в большей степени от генезиса объекта исследования. Для терригенных пород зачастую выбираются критерии, характеризующие степень сортировки зерен и структуру порового пространства. Эти характеристики закономерно связаны с литологией терригенных пород всего генетического ряда терригенных пород-коллекторов: от глинистых алевролитов до песчаников.

По этой причине на первом этапе анализировался массив литологических макроописаний стандартных образцов, участвующих в рутинных лабораторных исследованиях по определению пористости (Кп) и проницаемости (Кпр). Всего специалистами-литологами выделено 22 литологических типа, которые в последующем укрупнены до пяти групп, характеристики которых представлены в таблице 1.

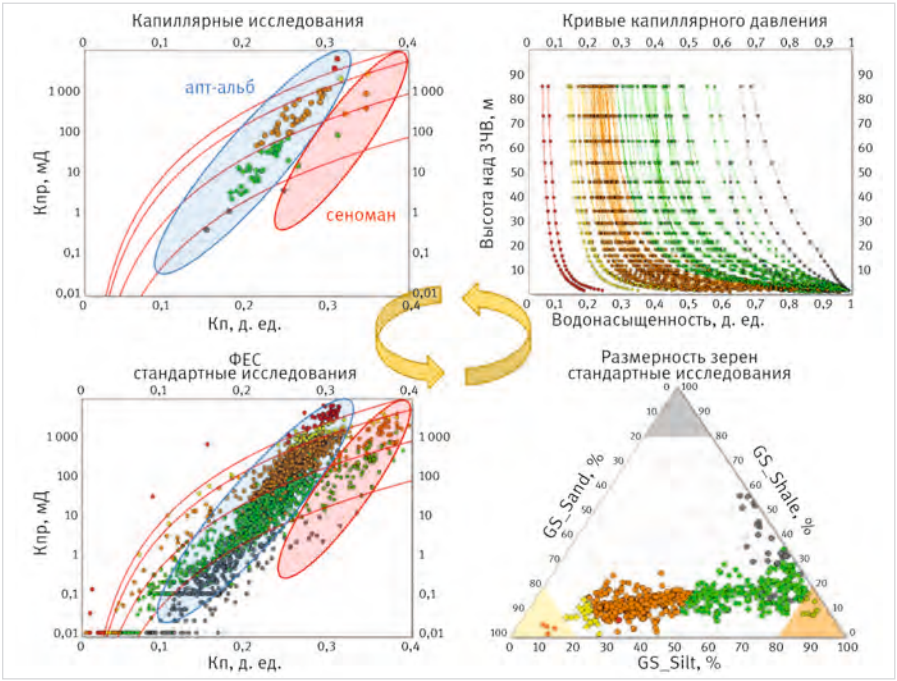


Рис. 1. Схема итеративного процесса петротипизации терригенных пород апт-альб-сеноманского возраста
Fig. 1. Scheme of the iterative process of petrotyping of aptian-albian-cenomanian terrigenous rocks

На втором этапе приводился анализ результатов изучения гранулометрического состава и капилляриметрии. Принцип комплексного анализа критериев петротипизации схематично отражен на рисунке 1.

Информация о литологическом описании охватывает наибольшую выборку петрофизических исследований, однако при этом она подвержена субъективному человеческому фактору. По этой причине результаты, представленные на рисунке 1, получены в процессе итеративного анализа с минимальной корректировкой первичной информации — литологического описания.

Форма граничных функций на рисунке 1 принята в соответствии с уравнением Тимура, описывающим проницаемость как функцию от пористости и остаточной водонасыщенности (Кво) [7]. При этом граничные значения Кво подобраны итеративным способом так, чтобы они максимально соответствовали реальным диапазонам изменчивости Кво по данным капилляриметрии для каждого петротипа индивидуально.

Прогноз петротипов по данным ГИС

Немаловажным этапом петротипизации является реализация возможности их прогноза по данным ГИС. Решение этой задачи подразумевает необходимость корректировки показаний методов ГИС с целью исключения фактора влияния газонасыщенности. Для этого применена методика комплексирования нейтронного и гамма-гамма плотностного картежей (НК и ГГК-п соответственно) [8].

На первом этапе корректировки рассчитаны поправочные коэффициенты для кривых водородосодержания по НК (λ) и объемной плотности по ГГК-П (φ):

$$\lambda = \frac{\left(\delta_г - \delta_{фл}\right)}{\left(\omega_г - \omega_{фл}\right)}; \quad (1)$$

$$\varphi = \frac{\left(\delta_м - \lambda \times \omega - \delta\right)}{\left(\lambda - \omega_{фл} - \delta_м - \delta_{фл}\right)}, \quad (2)$$

где δ, $\delta_г$, $\delta_м$ и $\delta_{фл}$ — плотность объемная по ГГК-П, газа ($\delta_г$ = 0,145 г/см³), скелета породы — ($\delta_м$ = 2,63 г/см³) и флюида в прискважинной зоне ($\delta_{фл}$ = 1 г/см³) соответственно; ω, $\omega_г$ и $\omega_{фл}$ — водородосодержание (кажущаяся нейтронная пористость) по НК, газа ($\omega_г$ = 0,25 отн. ед.) и флюида в прискважинной зоне ($\omega_{фл}$ = 1 отн. ед.) соответственно.

Далее производится непосредственная корректировка показаний НК — и ГГК-П происходит согласно следующим выражениям:

$$\delta_{corr} = \delta_м - \varphi \times \left(\delta_м - \delta_{фл}\right); \quad (3)$$

$$\omega_{corr} = \varphi + K_{гл} \times \omega_{гл}, \quad (4)$$

Табл. 1. Литолого-петрофизическая характеристика петротипов
Tab. 1. Lithological and petrophysical characteristics of petrotypes

Петротип	Песчаник крупнозернистый		Песчаник		Песчаник глинистый		Алевролит		Глина	
Параметр	Кпр	Кп	Кпр	Кп	Кпр	Кп	Кпр	Кп	Кпр	Кп
минимум	0,01	0,010	0,01	0,028	0,01	0,005	0,01	0,046	0,01	0,077
максимум	6 689,2	0,321	4 451,8	0,382	4 021,7	0,388	1 363,5	0,377	9,1	0,313
среднее	2 751,6	0,224	1 048,6	0,254	313,1	0,252	37,5	0,219	0,63	0,165

где $K_{гл}$ — коэффициент глинистости, рассчитанный по ГИС (гамма-каротаж), а $\omega_{гл}$ — водородосодержание глинистых минералов ($\omega_{гл}$ = 0,335 отн. ед.). Произведение данных параметров характеризует объемное водородосодержание твердой фазы терригенных пород. Проверкой достоверности пористости, рассчитанной по данной методике, служит сопоставление с данными керна и результатами расчетов по ГИС с применением зависимостей типа «керн-ГИС».

После ввода необходимых корректировочных поправок показания метода НК были сопоставлены с данными гамма-каротажа (ГК) как с наиболее массовым и при этом чувствительным к литологическому фактору методом. На рисунке 2 представлен график зависимости водородосодержания твердой фазы и двойного разностного параметра ГК.

Выделенные по данным керновых исследований петротипы группируются с минимальным перекрытием полигонов значений. Это позволяет провести граничные функции полигонов (красные линии уравнений) и далее использовать для прогноза петротипов по данным ГИС (рис. 3).

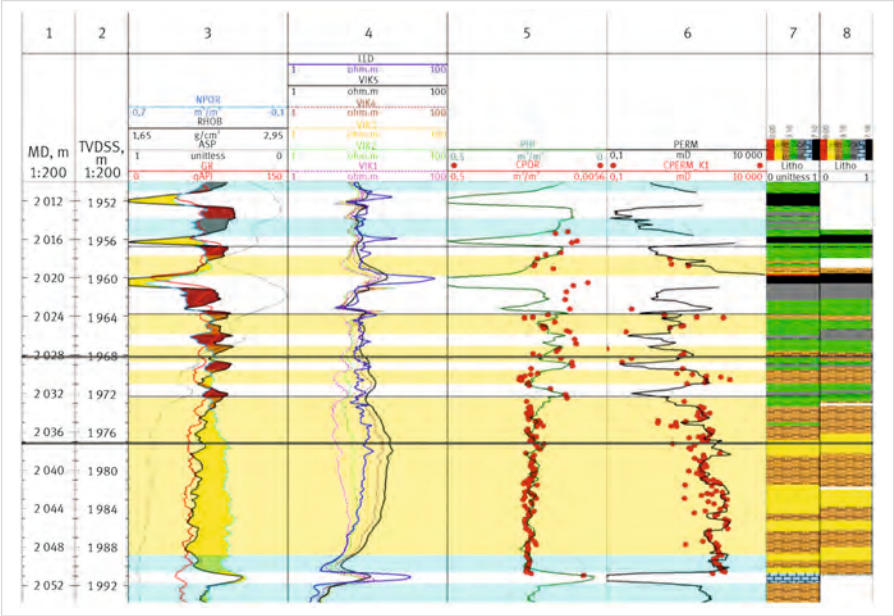


Рис. 3 Результаты прогноза литотипов в интервале пласта ПК 19-20
Обозначение треков: 1 — относительная глубина по стволу скважины; 2 — абсолютная глубина; 3, 4 — результаты ГИС; 5, 6 — сопоставление параметров Кп и Кпр по данным керна и оценки по ГИС; 7 — интервалы петротипов, прогнозируемые по ГИС; 8 — петротипы, выделенные по данным керна
Fig. 3. Results of lithotype prediction in the PK 19-20 formation interval
Track designation: 1 – measured depth, 2 - true vertical depth sub sea, 3,4 - logging results, 5,6 – comparison of porosity and permeability based on core data and well logging estimates, 7 – petrotype intervals predicted from well logging, 8 – petrotypes identified from core data

Оценка проницаемости

После обоснования критериев и прогноза петротипов по данным ГИС следует этап разработки модели проницаемости. В случае применения двумерной зависимости проницаемости от пористости диапазон неоднозначности расчетного значения может достигать одного-двух порядков. Так, на рисунке 4а видно, что значению пористости 0,3 д. ед. соответствует диапазон проницаемости от 200 до 5 000 мД.

Как известно, точность оценки проницаемости возрастает с применением индивидуальных литологических зависимостей [9]. В нашем случае индивидуальные зависимости на рисунке 4а имеют унаследованную форму граничных функций (рис. 1), в основе которых лежит уравнение Тимура (Timur).

Применение уравнения Тимура (Timur) «напрямую» (с оценкой дискретной величины остаточной водонасыщенности) на данный момент невозможно реализовать по причине недостаточности выборки капилляриметрических исследований и отсутствия тесных взаимосвязей Кво с параметрами ГИС.

Единая модель проницаемости (рис. 4а) позволяет описать характер изменчивости параметра во всем диапазоне пористости, в том числе в зоне пород сеноманского возраста, для которых характерен рост пористости относительно пород апт-альба при сопоставимой с ними проницаемости.

Верификация проницаемости приведена методом сопоставления в попластовом варианте с данными по керну (рис. 4б) и расчетами по данным гидродинамических исследований скважин (рис. 4в).

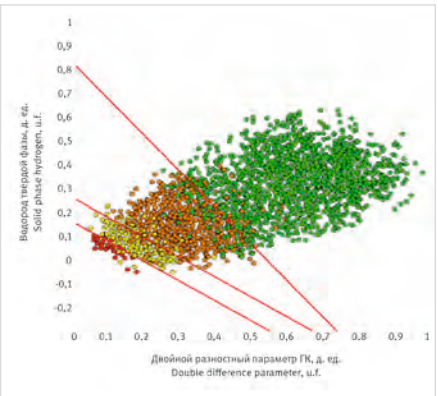


Рис. 2. Прогноз петротипов пород апт-альб-сеноманского возраста по данным ГИС
Fig. 2. Prediction of petrotypes of rocks of the aptian-albian-cenomanian age according to GIS data

Итоги

Выполненная петротипизация пород апт-альб-сеноманского комплекса позволила разработать единую модель проницаемости всего газоносного комплекса, позволяющую нивелировать дефицит информации по рутинным исследованиям фильтрационно-емкостных свойств керна слабосцементированных пород сеноманского комплекса.

Выводы

Полученные результаты позволили добиться сходимости результатов оценки проницаемости по ГИС с данными гидродинамических исследований скважин. Также результаты прогноза литотипов могут быть косвенно использованы для детализации существующей фациальной модели благодаря привлечению скважин без отбора керна (эксплуатационный фонд).

Литература

1. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Методика комплексного анализа данных керна и ГИС с целью литологической классификации терригенных коллекторов // Каротажник. 2009. № 12. С. 83–128.
2. Немова В.Д. Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 13–17.
3. Руденко В.Ю., Бабаков И.В., Приезжев И.И. Применение стохастической математической модели и генетических алгоритмов при выполнении петрофизической инверсии для расчета объемной литологической модели // Геофизика. 2020. № 6. С. 18–26.
4. Добрыдень С.В., Корнев В.А., Семенова Т.В. Петрологическое расчленение и межскважинная корреляция разрезов вулканогенных отложений // Нефтяное хозяйство. 2021. № 6. С. 38–42.
5. Максимова Е.Н., Тугарова М.А. Литопетрофизическая кластеризация — альтернативный подход к прогнозу качества карбонатного коллектора // PROнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 4. С. 32–37.
6. Беляков Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных горных пород // PROнефть. Профессионально о нефти. 2020. № 2. С. 25–30.
7. Timur A. An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 1968, Vol. 9, issue 4, P. 3–5. (In Eng).
8. Al-Amri M., Lukmanov R., Al-Barwani M. Improved reservoir characterization in complex gas carbonate field in the North of the Sultanate of Oman. Abu Dhabi International petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 13–16, 2017, SPE-188859-MS. (In Eng).
9. Хабаров А.В., Волокитин Я.Е. Оценка проницаемости терригенных пластов-коллекторов по керну, каротажу и промысловым данным // Каротажник. 2009. № 12. С. 167–211.

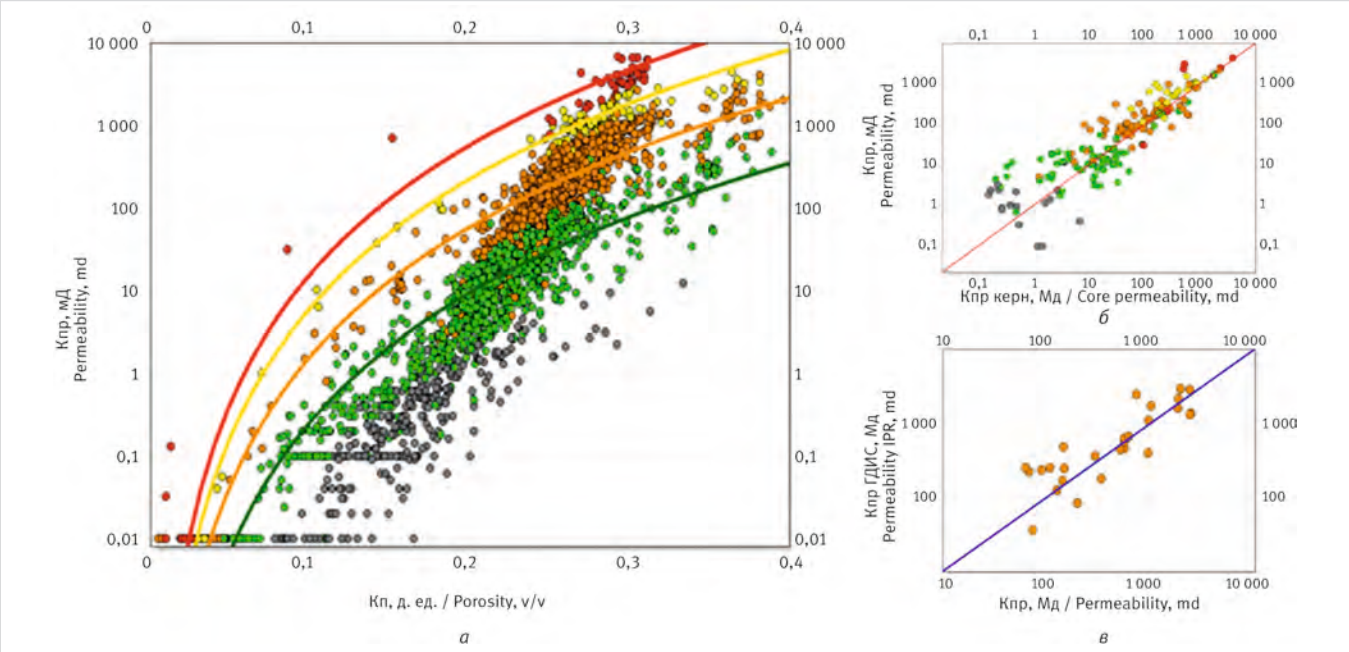


Рис. 4. Графики индивидуальных зависимостей проницаемости от пористости — а, верификация результатов оценки проницаемости с данными лабораторного изучения керна — б, гидродинамических исследований скважин — в
Fig. 4. Graphs: individual dependences of permeability on porosity –a, verification of the results of the permeability assessment with data from laboratory core study – б, hydrodynamic studies of wells – в

ENGLISH

Results
Petrototyping of the apt-alb-cenomanian rocks made it possible to develop a unified model of the permeability of the entire gas-bearing complex, which makes it possible to offset the lack of information on routine studies of filtration-capacitance properties of the core of poorly cemented rocks of the cenomanian complex.

Conclusions
The results obtained made it possible to achieve convergence of the results of the well logging permeability assessment and the data of hydrodynamic studies of wells. Also, the results of the lithotype prediction can be indirectly used to detail the existing facies model by attracting wells without core sampling (operational fund).

References

1. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. Procedure for combined analysis of core and log data for lithologic classification of terrigenous reservoirs. Karotazhnik, 2009, issue 12, P. 83–128. (In Russ).
2. Nemova V.D. Multi-level lithological typization of rocks of the bazhenov formation. Oil industry, 2019, issue 8, P. 13–17. (In Russ).
3. Rudenko V.Yu., Babakov I.V., Priezzhev I.I. Application of stochastic mathematical model and genetic algorithms for multimineral modeling based on the principle of petrophysical inversion. Geophysics, 2020, issue 6, P. 18–26. (In Russ).
4. Dobryden S.V., Kornev V.A., Semenova T.V. Petrological separation and interwell correlation of volcanogenic rocks. Oil Industry, 2021, issue 6, P. 38–42. (In Russ).
5. Maksimova E.N., Tugarova M.A. Litho-petrophysical clustering – an alternative way for prognosis of carbonate reservoir quality. PROneft. Professionally about oil, 2019, issue 4, P. 32–37. (In Russ).
6. Belyakov E.O. The basic laws of the concept of pore space connectedness for petrophysical modeling of reservoir properties of terrigenous oil rocks. PROneft. Professionally about oil, 2020, issue 2, P. 25–30. (In Russ).
7. Timur A. An investigation of permeability and porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. The Log Analyst, 1968, Vol. 9, issue 4, P. 3–5. (In Eng).
8. Al-Amri M., Lukmanov R., Al-Barwani M. Improved reservoir characterization in complex gas carbonate field in the North of the Sultanate of Oman. Abu Dhabi International petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 13–16, 2017, SPE-188859-MS. (In Eng).
9. Khabarov A.V., Volokitin Ya.E. Evaluation of terrigenous reservoir permeability from core, logs and production data. Karotazhnik, 2009, issue 12, P. 167–211. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Показаньев Иван Александрович, эксперт,
ООО «Везерфорд», Тюмень, Россия

Зарай Евгений Александрович, главный менеджер управления аудита запасов и мониторинга ресурсной базы,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Овчинникова Диана Геннадьевна, главный специалист управления геологии и разработки месторождений АО «Сибнефтегаз»,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Родивилов Данил Борисович, эксперт управления по геологии и разработке нефтегазоконденсатных месторождений,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pokazaniev Ivan Alexandrovich, petrophysics expert,
“Weatherford” LLC, Tyumen, Russia

Zaray Evgeniy Alexandrovich, chief manager of reserves audit and resource base monitoring department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ovchinnikova Diana Gennadievna, chief specialist of the department of geology and field development “Sibneftegaz” JSC,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dgovchinnikova@tnnc.rosneft.ru

Rodivilov Danil Borisovich, petrophysics expert of the department for geology and development of oil and gas condensate fields,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-44-47 УДК 550.822.2 I Научная статья

Анализ подтверждения критериев продуктивности доюрского комплекса результатами эксплуатационного бурения как средство раскрытия потенциала объекта

Лапшина Я.А.[1], **Ермаков П.В.**[1], **Хазипов Р.Л.**[1], **Патраков Д.П.**[1], **Жарков А.В.**[2], **Набокин И.Р.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия
yalapshina@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Компания АО «РН-Няганьнефтегаз» разрабатывает два лицензионных участка (ЛУ) уникального по запасам Красноленинского НГКМ: Ем-Еговский + Пальяновский и Каменный (Западная часть).
Изучение и разработка объекта доюрского комплекса (ДЮК) связана с рядом осложнений:

- **низкой изученностью керновыми исследованиями;**
- **отсутствием однозначных методов выделения коллекторов объекта ДЮК по данным РИГИС;**
- **низкой зависимостью продуктивности скважин от нефтенасыщенной толщины пласта с учетом трещиноватости, что осложняет прогнозирование запускных дебитов;**
- **контрастностью полученных результатов по запуску скважин, пробуренных на небольшом расстоянии в схожих геологических условиях.**

Материалы и методы
Одним из объектов разработки является ДЮК. Несмотря на незначительные начальные извлекаемые запасы объекта 0,6 % от общих запасов Каменного ЛУ запускные дебиты ННС до 80 т/сут (средние показатели запускных дебитов по скважинам ННС около 20–25 т/сут) по ряду скважин говорят о существенном потенциале разработки этого объекта.

Ключевые слова
каменный лицензионный участок, объект ДЮК, трещиноватость, обработка призабойной зоны кислотным составом, сейсмические атрибуты

Для цитирования
Лапшина Я.А., Ермаков П.В., Хазипов Р.Л., Патраков Д.П., Жарков А.В., Набокин И.Р. Анализ подтверждения критериев продуктивности доюрского комплекса результатами эксплуатационного бурения как средство раскрытия потенциала объекта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-44-47

Поступила в редакцию: 07.11.2022

УДК 550.822.2 I Original paper

Analyzing confirmation of productivity criteria of the pre-jurassic complex by operational drilling results as a means of unlocking the target potential

Lapshina Ya.A.[1], **Ermakov P.V.**[1], **Khazipov R.L.**[1], **Patrakov D.P.**[1], **Zharkov A.V.**[2], **Nabokin I.R.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"RN-Nyaganneftegaz" JSC, Nyagan, Russia
yalapshina@tnnc.rosneft.ru

Abstract

"RN-Nyaganneftegaz" JSC is developing two license blocks within Krasnoleninskoye oil and gas condensate field with unique reserves: Em-Egovsky + Palyanovsky and Kamenny (Western part) blocks.
The study and development of the pre-jurassic complex is associated with a number of complications:

- **low coverage by core studies;**
- **the lack of unambiguous methods for interpreting net-reservoirs within the complex based on well logging data;**
- **low correlation between well productivities and oil net pays, taking into account fracturing, which complicates the estimation of start-up flow rates;**
- **high variability in the startup performance of wells drilled at a short distance at similar geological conditions.**

Materials and methods
One of the development targets is the pre-jurassic complex which is being developed within the Kamenny (Western part) license block. Despite the insignificant initial recoverable reserves of the target, 0,6 % of the total Kamenny block reserves, the startup flow rates of up to 80 t/day (the average startup rates for directional wells are about 20–25 t/day) produced by some directional wells indicate a significant development potential of this target.

Keywords
kamenny license block, pre-jurassic complex, fracturing, BH acid treatment, seismic attributes

For citation
Lapshina Ya.A., Ermakov P.V., Khazipov R.L., Patrakov D.P., Zharkov A.V., Nabokin I.R. Analyzing confirmation of productivity criteria of the pre-jurassic complex by operational drilling results as a means of unlocking the target potential. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 44–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-44-47

Received: 07.11.2022

Геологические особенности объекта ДЮК

По мере разбуривания и выработки основных объектов возникла потребность в изучении перспектив второстепенных объектов. Но в пределах Красноленинского НГКМ объект ДЮК является малоизученным, его разработка связана с большим перечнем неопределенностей. Поэтому долгое время данный объект не вводился в активную разработку.

Геологическое строение объекта ДЮК обладает рядом особенностей:

- ловушки углеводородов (УВ) в доюрском интервале формировались принципиально иначе, чем в осадочном чехле. В результате керновых исследований установлено, что наиболее благоприятными для формирования коллекторов являются гранитоиды, метапесчаники, кварциты и кварцсодержащие сланцы;
- пустотное пространство коллекторов представлено трещинами, кавернами и пустотами растворения. Матричная пористость практически отсутствует;
- движение флюида происходит в основном по трещинам;
- отмечена приуроченность залежей к зонам средних и умеренно пониженных значений локальной составляющей поля силы тяжести [1];
- нет однозначных критериев для выделения коллекторов по данным РИГИС.

Анализ расположения открытых залежей относительно зон развития различных формационных комплексов показывает, что в большинстве случаев они приурочены к среднепалеозойским апотерригенным сланцам начальных стадий метаморфизма и высокометаморфизованным кварцево-слюдяным сланцам раннего палеозоя и, возможно, докембрия вблизи их контакта с позднепалеозойскими гранитными массивами [1].

Основным источником информации для анализа послужила 3D-сейсмика как традиционно применяющийся метод локального прогноза зон разуплотнения ДЮК [2, 3]. В 2016–2021 гг. выполнен анализ информативности сейсмических атрибутов и их пригодности для прогноза. Изучены неопределенности, влияющие на качество прогноза: состав пород и связанная с ним структура пустотного пространства, геологическая природа акустических неоднородностей, разрешающая способность и ограничения стандартных сейсмических методик. Комплексный подход с использованием наиболее информативных сейсмических атрибутов позволил выполнить картирование и ранжирование перспективных зон.

Проблематика разработки объекта

Геологические особенности формирования коллекторов в ДЮК выработали ряд предпосылок к подходам в разработке объекта:

- использование нерегулярной сетки скважин. В связи с высокой изменчивостью объекта по площади отмечаются значительные риски неуспешного бурения. Поэтому при планировании бурения на объект основным критерием для определения местоположения забоя скважин является выбор наиболее перспективных зон с наличием нефтенасыщенного коллектора;
- разбуривание объекта наклонными скважинами. Высокая твердость пород приводит к низкой скорости проходки и, как следствие, высокой стоимости бурения на объект. С учетом сложности прогноза продуктивных зон и рисков неполучения запланированных показателей использование горизонтальных скважин на объекте нецелесообразно, т.к. не позволит в случае неподтверждения геологии перебурить скважину с минимальными затратами;
- разработка объекта на естественном режиме. В связи с тем, что коллектор представлен преимущественно трещиноватым типом, организация закачки предполагает высокий риск прорыва воды в добывающие скважины по высокопроницаемым каналам.

Указанные подходы в разработке объекта легли в основу реализуемых в настоящий момент проектных решений и позволяют обеспечивать наиболее эффективное вовлечение в разработку запасов ДЮК. При этом ключевой задачей для освоения объекта остается прогноз продуктивных зон для планирования бурения.

Фактор неоднородности при разбуривании объекта

Главной особенностью объекта ДЮК по факту эксплуатации является резкая изменчивость продуктивности по скважинам, расположенным на небольшом расстоянии друг от друга. Пример по району двух скважин, которые располагаются на расстоянии 800 м в схожих геологических условиях: в скв. 1 получили дебит нефти 56 т/сут после кислотной обработки призабойной зоны, а в скв. 2 при применении гидроразрыва пласта с массой пропанта 80 т получен дебит 11 т/сут.

Таким образом, пробуренные поблизости друг от друга скважины обладают значительно различающимися каротажными характеристиками, по которым отсутствуют достоверные критерии для выделения коллекторов в ДЮК по стандартному ГИС (рис. 1). Кроме того, данные промыслово-геофизических исследований в скважинах (без гидроразрыва пласта) зачастую показывают несоответствие притока интервалам коллекторов. Это свидетельствует о высокой роли подключения трещин и высокопроводящих каналов.

Такие резкие изменения продуктивности скважин невозможно объяснить только вариациями мощности продуктивных пластов или их выклиниванием. Для объяснения этих явлений выдвинута гипотеза о наличии в этих отложениях системы открытых сообщающихся трещин и каверн, резко меняющих их проницаемость (таких же, как продуктивные объекты в трещинно-кавернозных отложениях абалакской свиты).

Зоны распространения коллекторов трещинно-кавернозного типа приурочены к тем частям структуры, которые в большей степени подвержены трещинообразованию при воздействии тектонических нагрузок и гипсометрически приподнятых участков:

- места сгущения разрывных нарушений;
- высокоамплитудные зоны (в структурном плане такие зоны расположены преимущественно на сводах и крыльях локальных поднятий).

Также стоит отметить, что трещины пород очищаются именно проведением объемных ОПЗ, а при необходимости проводится дополнительная стимуляция ГРП при получении низких притоков. Положительно зарекомендовала себя технология ГРП HiWay за счет создания более проводимой трещины при закачке пропанта меньшего объема (до 50 %).

Для повышения успешности ввода новых скважин на объект ДЮК были разработаны критерии прогноза перспективных зон к бурению.

Критерии прогноза перспективных зон

В 2018 г. по результатам бурения четырех скважин в районе высокодебитной скважины по запуску и динамике работы положительные результаты показала лишь одна скважина, соответственно успешность бурения составила 25 %. Бурение закладывалось в зонах локальных поднятий вблизи разломов, что предполагало развитие зон разуплотнения и трещиноватости.

В 2019 г. существующие представления были дополнены формализованными десятью критериями прогноза перспективных зон, которые основывались на:

- приуроченности к формациям среднего палеозоя и контактам древних комплексов с массивами гранитоидов;
- преобладании в составе ДЮК

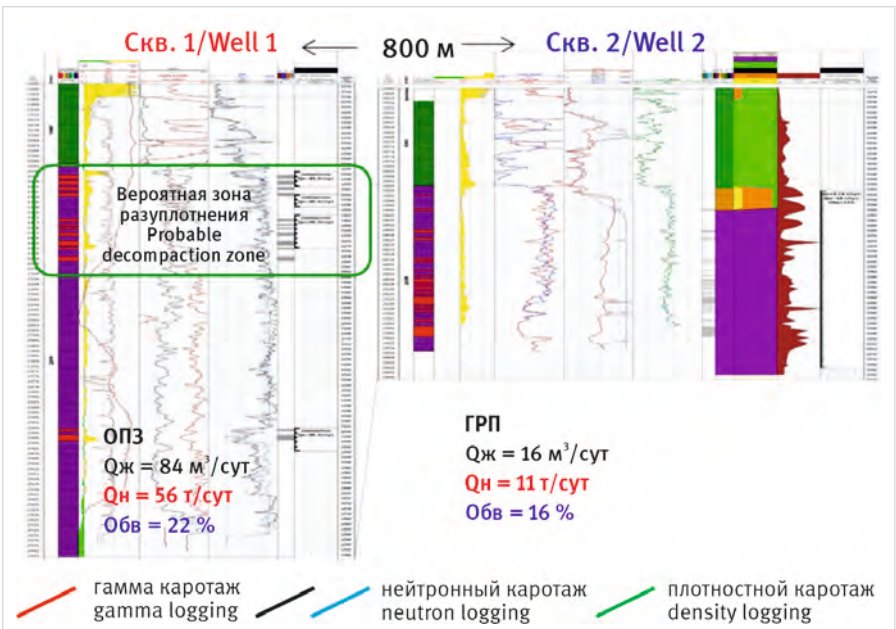


Рис. 1. Данные каротажа по соседним скважинам, запущенным на объект ДЮК
Fig. 1. Logging data on offset wells launched at the pre-jurassic complex

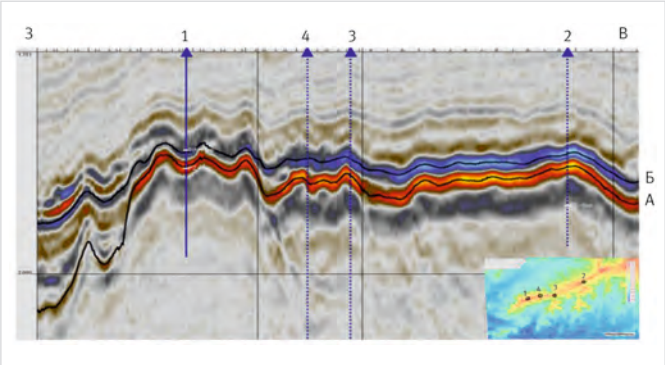


Рис. 2. Композитный временной сейсмический разрез по скважинам 1–4
Fig. 2. Composite time seismic section for wells 1–4

Рис. 4. Хронология ввода новых скважин на объект ДЮК с 2016 г. по 2022 г.
Fig. 4. New wells commissioning history at the pre-jurassic complex from 2016 to 2022

метапесчаников, глинисто-кремнистых сланцев, кислых магматических пород;
- принадлежности к сводам и присводовым частям поднятий в зонах сжатия и борта прогибов в зонах растяжения;
- приуроченности залежей к зонам умеренно пониженного гравитационного поля;
- узлах пересечения крупных разнонаправленных разломов;
- перекрытии зон разуплотнения глинистыми юрскими толщами, что способствует удержанию нефти, ранее мигрировавшей из юрских толщ;
- расположении выше уровня ВНК налегающих юрских залежей;
- сокращенной мощности перекрывающих юрских отложений;
- аномалии сейсмических атрибутов, связанных с наличием трещиноватости (DIP, когерентность) на склонах и с разуплотнением (амплитудные параметры) в сводовых частях поднятий;
- хаотической или максимально нарушенной разломами слоистой волновой картине (рис. 2, скв. 1).

Успешность бурения в 2019 г. по выделенным критериям (рис. 3) составила 50 % (одна из двух скважин). В дальнейшем было рекомендовано к бурению девять скважин.

В августе 2019 г. пробурена успешная скважина куста № 3 — и по ее результатам с учетом уточненных критериев прогноза подготовлены рекомендации к дополнительному бурению на ДЮК на этом кусте в 2020 г. Всего на кусте № 3 пробурено четыре скважины на ДЮК, все оказались успешными.

В 2022 г. пробурены три скважины, из них одна введена в эксплуатацию с запускным дебитом нефти 48 т/сут при обводненности 10 %, что в 2–3 раза превышает дебит на основных объектах разработки (викуловская и тюменская свиты). Две скважины на текущий момент в освоении (рис. 4).

Дополнительно с целью снижения рисков неэффективных скважин при бурении на ДЮК траектории стволов вписаны в систему ППД на вышележащие викуловские отложения, тем самым сокращаются затраты на бурение проектного фонда.

Установлена большая роль в прогнозе продуктивных зон тектонического критерия (наличия разломов) и близкого расположения зон выклинивания юрских продуктивных пластов, обеспечивающих приток нефти в ДЮК. Предложены дополнительные цели к бурению, определена их приоритетность по степени уверенности (рис. 5).

Получена общая карта совокупности критериев, выделены 4 приоритетности по зонам. Участки, выделенные по сейсмогеологическому анализу, в целом подтверждаются запускными показателями от большого к меньшему.

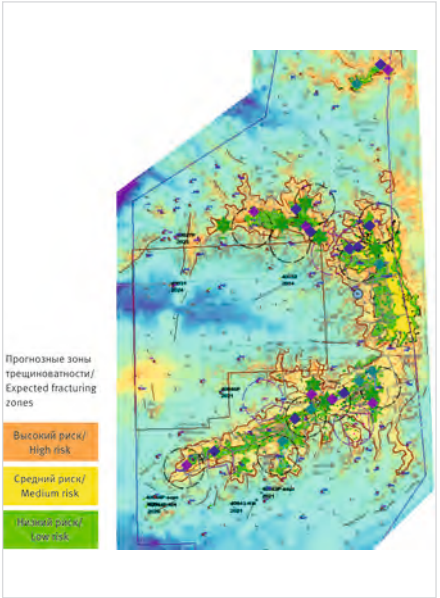


Рис. 5. Структурный план поверхности ДЮК с зонами рисков (прогнозные зоны трещиноватости)
Fig. 5. Structural map of the pre-jurassic complex surface with risk zones (expected fracturing zones)

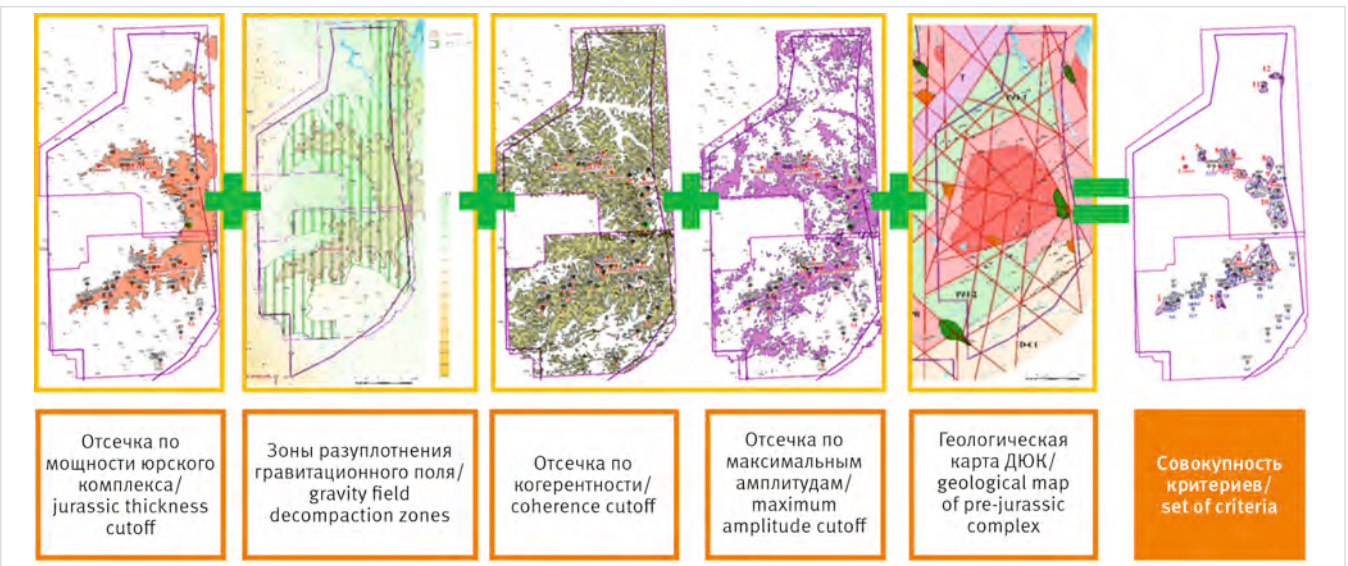


Рис. 3. Результат применения критериев перспективности
Fig. 3. The result of applying the value criteria

Итоги

Результаты бурения подтверждают высокую прогнозную способность разработанного подхода — достигнута максимальная успешность бурения скважин на ДЮК с куста № 3 (100 %). Дальнейшая оценка перспектив возможна после получения результатов по большинству плановых точек для получения статистических связей и возможности количественного прогноза. Всего предложено 37 проектных точек под бурение на ДЮК, каждая из которых имеет свой критерий уверенности и зависимости.

Выводы

Доюрский комплекс относится к нетрадиционным коллекторам и отличается высокой неоднородностью коллекторских свойств. Это приводит к высоким рискам при планировании бурения на объект. В рамках выполненной работы определены критерии выбора перспективных зон для разбуривания. При этом объект ДЮК остается достаточно сложным для планирования его разбуривания. Для выделения новых перспективных областей необходимо дальнейшее изучение объекта: бурение, испытание, расширенный комплекс ГИС (АКШ + ГГКп; ЯМК, имиджеры), отбор и исследование керна, в том числе на упругие свойства, выполнение объектно-ориентированной обработки сейсмических данных с последующей комплексной интерпретацией всех геолого-геофизических данных. В результате выполненного анализа и применения разработанных критериев по результатам бурения подтвержден потенциал рассматриваемого объекта (доюрского комплекса).

Литература

1. Холманских Н.В., Сидоров Д.А., Лапина Л.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Емельянов Д.В., Мельников Л.П. Прогноз продуктивных зон в доюрском комплексе на Красноленинском месторождении // Геология и недропользование. 2022. № 8. С. 4–16.
2. Курышева Н.К. Прогноз перспектив нефтегазоносности доюрских образований Западной Сибири на основе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и бурения // Технологии сейсморазведки. 2004. № 2. С. 113–116.
3. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Поиск и картирование залежей нефти и газа в доюрском комплексе западной части ХМАО-Югры комплексом геофизических и геохимических методов // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т. 1. 2015. С. 45–48.
4. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В., Пономарев В.С. Геологическое строение фундамента приуральской части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2016. 302 с.

ENGLISH

Results

The drilling results confirm the high predictive ability of the developed approach – the maximum drilling success at the pre-jurassic complex at well pad № 3 (100 %) has been achieved. Further potential assessment is possible after obtaining results for most of the planned points to build statistical correlations and perform quantitative forecasting. In total, 37 design drilling points at the pre-jurassic complex have been proposed, each having its own criterion of confidence and contingency.

Conclusions

The pre-jurassic complex belongs to unconventional reservoirs and is characterized by a high heterogeneity of reservoir properties. This leads to high risks associated with drilling planning. Within this study, the criteria for selecting promising drilling locations were determined. At the same time, the Pre-Jurassic Complex remains rather complicated for planning drilling activities. To identify new promising areas, further study is necessary: drilling, testing, extended logging complex (Full-Wave Sonic + RHOB; NMR, FMI), core taking and studies, including elastic properties, object-oriented processing of seismic data followed by a comprehensive interpretation of all geological and geophysical data. As a result of the analysis and application of the developed criteria based on the drilling results, the potential of the target in question (the pre-jurassic complex) was confirmed.

References

1. Kholmanskikh N.V., Sidorov D.A., Lapina L.V., Yanevits R.B., Fishchenko A.N., Emelyanov D.V., Melnikov L.P. Forecast of productive zones in the pre-jurassic complex at the Krasnoleninskoye field. Geology and Subsoil Use Journal, 2022, issue 8, P. 4–16. (In Russ).
2. Kurysheva N.K. Forecast of prospects for oil and gas potential of pre-jurassic formations in Western Siberia based on the integrated interpretation of seismic and drilling data. Technologies of seismic exploration. 2004, issue 2, P. 113–116. (In Russ).
3. Bembel S.R., Tseplyaeva A.I. Search and mapping of oil and gas reservoirs in the Pre-Jurassic Complex of the western part of the KhMAO-Yugra region via a complex of geophysical and geochemical methods. Oil and Gas of West Siberia: proceeding of the international scientific and technical conference. Vol. 1, Tyumen: TSOGU, 2015, P. 45–48. (In Russ).
4. Ivanov K.S., Fedorov Yu.N., Erokhin Yu.V., Ponomarev V.S. Geological structure of the of Pre-Ural basement in the West Siberian Petroleum Basin. Yekaterinburg: Institute of Geology and Geochemistry of the Ural Branch of RAS, 2016, 302 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лапшина Яна Алексеевна, ведущий специалист отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: yalapshina@tnnc.rosneft.ru

Ермаков Павел Викторович, начальник отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Хазипов Ренат Лябибович, специалист отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Патраков Дмитрий Павлович, начальник управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Жарков Артем Владимирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Набокин Илья Роландович, начальник отдела геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Lapshina Yana Alexeyevna, lead specialist of the drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: yalapshina@tnnc.rosneft.ru

Ermakov Pavel Viktorovich, head of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Khazipov Renat Lyabibovich, specialist of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Patrakov Dmitry Pavlovich, head of subsurface division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Zharkov Artem Vladimirovich, head of well drilling geological support division, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Nabokin Ilya Rolandovich, head of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-48-52 УДК 622.24 I Научная статья

Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали

Герасименко Н.А., Хабаров А.В., Савин А.Е.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Скважина с большим отходом от вертикали (БОВ) — очень сложная и технологичная система, поэтому при технологических расчетах учитывается множество различных переменных параметров, которые могут отрицательно сказаться на конечном успехе проекта бурения. В данной работе приводится сравнительный анализ российского и зарубежного бурильного инструмента, обсадных колонн, подходящих под условия бурения подобных скважин, а также моделирование и расчет оптимальных параметров бурения основных технологических этапов строительства скважин с БОВ в специализированном программном обеспечении (ПО).

Материалы и методы
В данной статье описывается опыт прикладных технологических расчетов скважины с БОВ при бурении под эксплуатационную колонну Ø 244,5 мм и хвостовик Ø 168,3 мм на шельфовом месторождении компании ПАО «НК «Роснефть».

Ключевые слова
скважина с большим отходом от вертикали, бурильный инструмент, расчет оптимальных режимов бурения, скручивающие и осевые нагрузки, гидравлика, эквивалентная циркуляционная плотность

Для цитирования
Герасименко Н.А., Хабаров А.В., Савин А.Е. Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-48-52

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 622.24 I Original Paper

Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions

Gerasimenko N.A., Khabarov A.V., Savin A.E.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract
An ERD (extended-reach drilling) well is a very technologically complex system, and therefore its engineering simulation must include numerous variable parameters which can negatively affect the ultimate success of the drilling project. This paper gives a comparative analysis of Russian and foreign drilling tools and casing pipes suitable for drilling conditions of such wells, as well as simulation of optimal drilling parameters of the main ERD well completion stages using dedicated software (SW).

Materials and methods
This paper describes the experimental simulation of drilling ERD wells for Ø 244,5 mm production casing and Ø 168,3 mm liner at a “NK “Rosneft” PJSC offshore field.

Keywords
ERD well, drilling tools, simulating optimal drilling conditions, torque and axial loads, fluid flow mechanics, equivalent circulation density

For citation
Gerasimenko N.A., Khabarov A.V., Savin A.E. Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-48-52

Received: 10.11.2022

Современный уровень развития горизонтального бурения позволяет осуществлять строительство скважин с протяженностью ствола свыше 14 000 м, при этом непосредственно в продуктивном пласте его длина может достигать 5 000 м и более, а общее смещение забоя от вертикали составляет 8 000–9 000 м, что в 7–10 раз превышает вертикальную глубину самой скважины.

Доля зарубежного бурового оборудования при строительстве скважин с БОВ в России составляет более 50 %. В настоящее время отмечается тенденция отказа от зарубежного бурового оборудования в пользу отечественного.

Цель работы заключается в сравнительном анализе российского и зарубежного бурильного инструмента, обсадных колонн, подходящих под условия бурения подобных скважин, а также моделирование и расчет оптимальных параметров бурения основных технологических этапов строительства скважин с БОВ в специализированном ПО.

Важной задачей при проектировании, расчетах и выборе оборудования для бурения горизонтальных скважин с горизонтальным стволом большой протяженности является:

- точность прогнозирования прочностных характеристик породы (геомеханическая модель);
- построение оптимального профиля скважины;
- обеспечение максимально точного моделирования скручивающих и осевых нагрузок на бурильную колонну при бурении и спуско-подъемных операциях (СПО);
- точный расчет эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора;
- моделирование процесса промывки и очистки ствола скважины;
- моделирование спуска обсадных колонн.

В данной статье описывается опыт прикладных технологических расчетов скважины с БОВ при бурении под эксплуатационную колонну Ø 244,5 мм и хвостовик Ø 168,3 мм на шельфовом месторождении компании ПАО «НК «Роснефть». В расчетных моделях для сравнительного результата применяли бурильный инструмент и обсадные колонны как отечественного, так и зарубежного производства.

Первый этап расчетов состоял из построения оптимального профиля скважины [1]; подбора компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и расчета оптимальных режимов бурения под секции обсадной колонны (ОК) Ø 244,5 мм и ОК Ø 168,3 мм (проектные диапазоны значений были заданы недропользователем), на которые воздействуют высокие скручивающие и осевые нагрузки; а также расчета влияния данных нагрузок при различных коэффициентах трения в диапазоне от 0,1 до 0,4 как в обсадной колонне, так и в открытом стволе.

На втором этапе произведено расчетное моделирование удельного веса (плотности) бурового раствора, при котором ЭЦП не превышает заданных граничных значений начала поглощения и происходит качественная очистка ствола скважины от выбуренного шлама. Проектные диапазоны значений удельного веса бурового раствора были заданы недропользователем. По фактическим результатам испытаний на приемистость соседней скважины ЭЦП начала поглощения бурового раствора составляла 1 860–1 890 кг/м^3 при вертикальной глубине 1 200–1 300 м.

Табл. 1. Проектная конструкция скважины
Tab. 1. Planned well design

Наименование колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска по вертикали, м	Интервал спуска по стволу, м
Направление	762	14	14
Кондуктор	508	100	100
Техническая колонна	339,7	1 100	6 834
Эксплуатационная колонна	244,5	1 197,9	9 991
Хвостовик	168,3	1 369,9	11 219
Индекс сложности бурения скважины (DDI — Directional difficulty index) — 7,4			

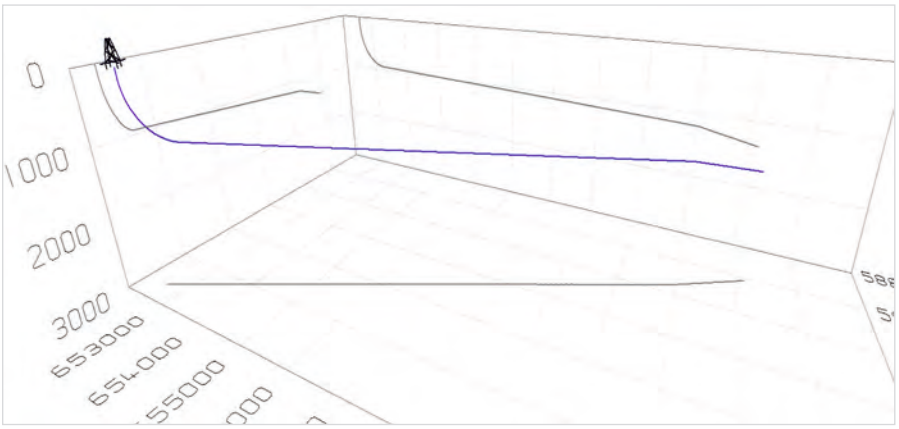


Рис. 1. Проектный профиль скважины
Fig. 1. Planned well profile

Третий этап предусматривал расчеты по воздействию скручивающих и осевых нагрузок на обсадные колонны при спуске в скважину с различными коэффициентами трения — в диапазоне от 0,1 до 0,4 в обсадной колонне и в открытом стволе.

В таблице 1 представлена проектная конструкция скважины с большим отходом от вертикали, а на рисунке 1 показан проектный профиль данной скважины.

1 этап расчетов

Проектные диапазоны режимов бурения для технологических расчетов:

Бурение под ОК Ø 244,5 мм:

- средняя скорость бурения — 40–80 м/ч;
- нагрузка на долото при бурении — 13–17 т;
- скорость вращения РУС — 120–180 об/мин;
- расход насосов при бурении — 70–75 л/с;
- предельный момент свинчивания бурильных труб — не менее 120 кН×м;
- долото PDC-311,2 мм (общая площадь насадок — 1 032,3 мм^2).

Бурение под ОК Ø 168,3 мм:

- средняя скорость бурения — 30–60 м/ч;
- нагрузка на долото при бурении — 10–13 т;
- скорость вращения РУС — 120–180 об/мин;
- расход насосов при бурении — 30–35 л/с;
- долото PDC-215,9 мм (общая площадь насадок — 871 мм^2).

Ниже представлено описание расчетов на техническую возможность бурения (изгиб-кручение, дохождение нагрузки при СПО) под обсадные колонны Ø 244,5 и Ø 168,3 мм в специализированном программном обеспечении.

Для обеспечения более высокой грузоподъемности и более высокого крутящего момента с меньшей деформацией бурильные трубы подбирались отечественного и зарубежного производства с премиальными резьбовыми соединениями (с двойным упорным торцом). Преимуществом данного вида резьбового соединения является:

- повышенная прочность на кручение;
- возможность снижения гидравлического сопротивления в замке за счет увеличения внутреннего проходного диаметра и снижения наружного диаметра замка при одновременном обеспечении высокого момента свинчивания;
- наличие гладкой поверхности внутреннего канала трубы, что снижает возможность гидроабразивного повреждения замка и уменьшает количество нежелательных отложений внутри трубы.

Режимы бурения (нагрузка на долото, скорость бурения, скорость вращения роторно-управляемой системы) подобраны с учетом минимизации гидравлических сопротивлений в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением достаточного запаса прочности замковых соединений на кручение [2].

В результате анализа отечественного бурильного инструмента выяснилось, что крупные российские производители изготавливают максимальный диаметр бурильной трубы с премиальной резьбой 139,7 мм, тогда как при бурении под секцию обсадной колонны Ø 244,5 мм необходим диаметр бурильной трубы минимум 168,3 мм (в расчетах применяли только зарубежного производителя), а под секцию Ø 168,3 мм необходим диаметр

139,7 — 149,2 мм (в расчетах применяли и зарубежного и отечественного производителя).

В процессе расчетов оптимальных режимов бурения основная проблема состояла в превышении момента свинчивания рабочей колонны при коэффициентах трения 0,3–0,4, где $K_{тр.ОК}$ — коэффициент трения в обсадной колонне, $K_{тр.откр.ств}$ — коэффициент трения в открытом стволе.

На рисунках 2 и 3 представлены графики крутящих моментов при бурении секции под ОК Ø 244,5 мм с бурильным инструментом зарубежного производства Ø 168,3 мм.

Секция под ОК Ø 244,5 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК}$ = 0,22, $Ктр._{откр.ств}$ = 0,32 (рис. 3).

Графические результаты расчетов крутящих моментов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм с бурильным инструментом отечественного производства Ø 139,7 мм представлены на рисунках 4–5.

Секция под ОК Ø 168,3 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК}$ = 0,15; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,25 (рис. 5).

Графические результаты расчетов крутящих моментов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм с бурильным инструментом импортного производства Ø 149,2 мм представлены на рисунках 6–7.

Секция под ОК Ø 168,3 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК}$ = 0,22; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,32 (рис. 7).

Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3 наглядно показывают преимущество зарубежной бурильной трубы Ø 149,2 мм с премиальным типом резьбы. Секция бурима при более высоких показателях коэффициентов трения.

Результаты расчетов рекомендуемых параметров режима бурения с применением зарубежного и отечественного бурильного инструмента представлены в таблице 2.

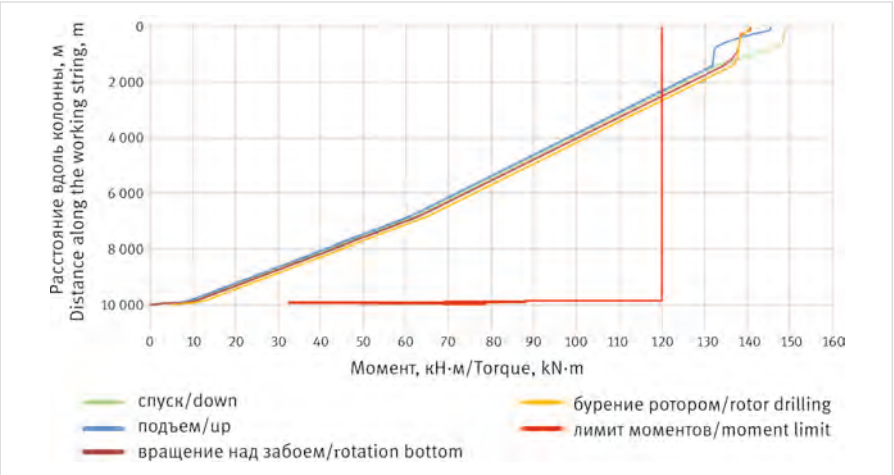


Рис. 2. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-244,5 мм $K_{тр.ОК}$ = 0,3; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,4
Fig. 2. Torque curves when drilling 244,5 mm casing section: CHFF (cased hole friction factor) = 0,3; OHFF (open hole friction factor) = 0,4

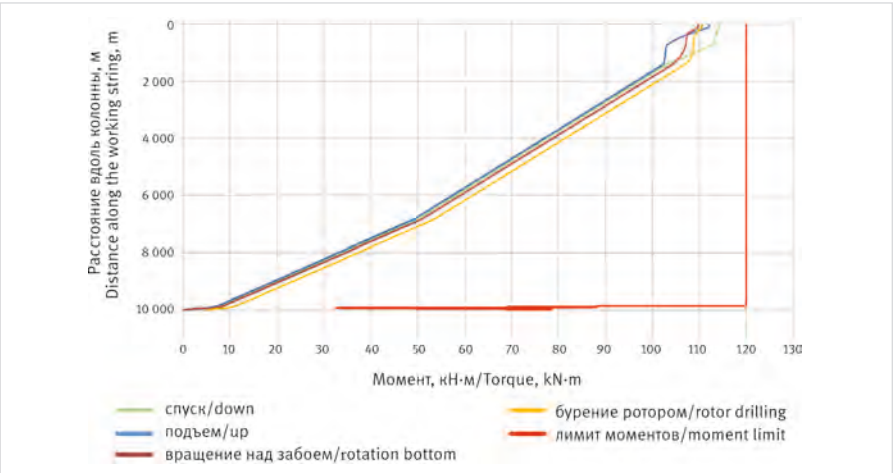


Рис. 3. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-244,5: $K_{тр.ОК}$ = 0,22; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,32
Fig. 3. Torque curves when drilling 244,5 mm casing section: CHFF = 0,22; OHFF = 0,32

2 этап расчетов

Гидравлические расчеты на возможность бурения секции под обсадные колонны Ø 244,5 и Ø 168,3 мм производились моделированием состояния очистки ствола скважины по рекомендуемым режимам бурения, полученным на первом этапе расчетов.

Для расчетов применяли буровой раствор на углеводородной основе (РУО) [3]. Исходные данные проектных параметров бурового раствора представлены в таблице 3.

По результатам гидравлических расчетов бурения секции под обсадную колонну Ø 244,5 мм шламовая подушка отсутствует при любой из заданных проектных плотностей РУО. Показатели рекомендуемого варианта ЭЦП при бурении следующие:

- удельный вес РУО 1 400 кг/м^3;
- ЭЦП на башмаке при расходе насоса 70 л/с 1 612 кг/м^3;
- ЭЦП на долоте при расходе насоса 70 л/с 1 679 кг/м^3;
- ЭЦП свабирование (90 с) при расходе насоса 70 л/с 1 614 кг/м^3;
- ЭЦП поршневание (90 с) при расходе насоса 70 л/с 1 730 кг/м^3.

Эквивалентная циркуляционная плотность промывочной жидкости не превышает заданных граничных значений начала поглощения (1 860–1 890 кг/м^3).

При гидравлических расчетах бурения секции под обсадную колонну Ø 168,3 мм недропользователем были введены лимиты на параметры расхода насосов, это связано с ограничением пропускной способности телеметрической системы. Для корректной ее работы и замеров максимальный расход насосов не должен

Табл. 2. Результаты расчетов рекомендуемых параметров режима бурения
Tab. 2. Simulation of recommended drilling parameters

Диаметр обсадной колонны, мм	Средняя скорость бурения, м/ч		Нагрузка на долото, т		Скорость вращения РУС, об/мин		Коэффициенты трения, ОК/открытый ствол	Тип инструмента
	диапазон	рекомендованный вариант	диапазон	рекомендованный вариант	диапазон	рекомендованный вариант		
244,5	40–80	60	13–17	15	120–180	150	0,22/0,32	Импортный
244,5	Инструмент отсутствует							Отечественный
168,3	30–60	50	10–13	12	120–180	150	0,22/0,32	Импортный
168,3	30–60	50	10–13	12	120–180	150	0,15/0,25	Отечественный

превышать 35 л/с. Также недропользователем была поставлена задача минимизировать гидравлические сопротивления в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением достаточного запаса прочности замковых соединений на кручение. Оптимальные показатели дала компоновка с бурильным инструментом Ø 149,2 мм.

По результатам расчетов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм образуется шламовая подушка (от 30 до 50 мм) при любой из заданных проектных плотностей РУО. Показатели рекомендуемого варианта ЭЦП при бурении следующие:

- удельный вес РУО 1 300 кг/м^3;
- ЭЦП на башмаке при расходе насоса 35 л/с 1 679 кг/м^3;
- ЭЦП на долоте при расходе насоса 35 л/с 1 760 кг/м^3;
- ЭЦП свабирование (90 с) при расходе насоса 35 л/с 1 675 кг/м^3;
- ЭЦП поршневание (90 с) при расходе насоса 35 л/с 1 850 кг/м^3.

Эквивалентная циркуляционная плотность промывочной жидкости не превышает заданных граничных значений начала поглощения (1 860–1 890 кг/м^3).

3 этап расчетов

Анализ рынка отечественных обсадных колонн показал, что крупные российские производители выпускают все необходимые диаметры обсадных колонн с премиальной резьбой.

Расчеты по воздействию скручивающих и осевых нагрузок на обсадные колонны (отечественного и зарубежного производства) при спуске в скважину производились также в специализированном ПО. Коэффициенты трения подбирались в диапазоне от 0,1 до 0,4 как в обсадной колонне, так и в открытом стволе [4]. Тип центраторов — жесткозакрепленные спиральные центраторы.

Результаты расчетов показали схожие показатели коэффициентов трения для импортных и отечественных обсадных колонн, при которых возможен спуск с минимальными рисками. Рекомендованы следующие условия спуска обсадных колонн в открытый ствол, когда изгибающие усилия и напряжения на ОК отсутствуют:

Спуск ОК Ø 244,5 мм без вращения:

- спуск ОК производить с опорожнением;
- скорость спуска не более 5–7 м/мин;
- коэффициенты трения $K_{тр.ОК}$ =0,1; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,2.

Спуск ОК Ø 244,5 мм с вращением:

- вращение ОК не выше 40 об/мин;
- спуск ОК производить с опорожнением;
- скорость спуска не более 5–7 м/мин;
- коэффициенты трения $K_{тр.ОК}$ = 0,27; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,37.

Спуск ОК Ø 168,3 мм без вращения:

- при спуске обсадной колонны без вращения, с коэффициентами трения $K_{тр.ОК}$ = 0,1–0,3; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,2–0,4 присутствуют спиральные и синусоидальные изгибы.

Спуск ОК Ø 168,3 мм с вращением:

- вращение ОК не выше 40 об/мин;
- скорость спуска не более 10–12 м/мин;
- коэффициенты трения $K_{тр.ОК}$ = 0,2; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,3.

Для уменьшения спиральных и синусоидальных изгибов обсадных колонн рекомендовано применение скважинного вертлюга, который позволяет вращать бурильный инструмент независимо от обсадной колонны для уменьшения трения при спуске в скважину.

Итоги

Приведенные в статье результаты технических и гидравлических расчетов показывают, что применение бурильного инструмента отечественного производства из существующего ассортимента возможно только на определенных этапах строительства скважин с БОВ.

Выводы

Российским компаниям необходимо делать упор на разработку конкурентоспособного бурового оборудования, которое позволило бы недропользователю в полной мере заменить зарубежные аналоги, чтобы впоследствии:

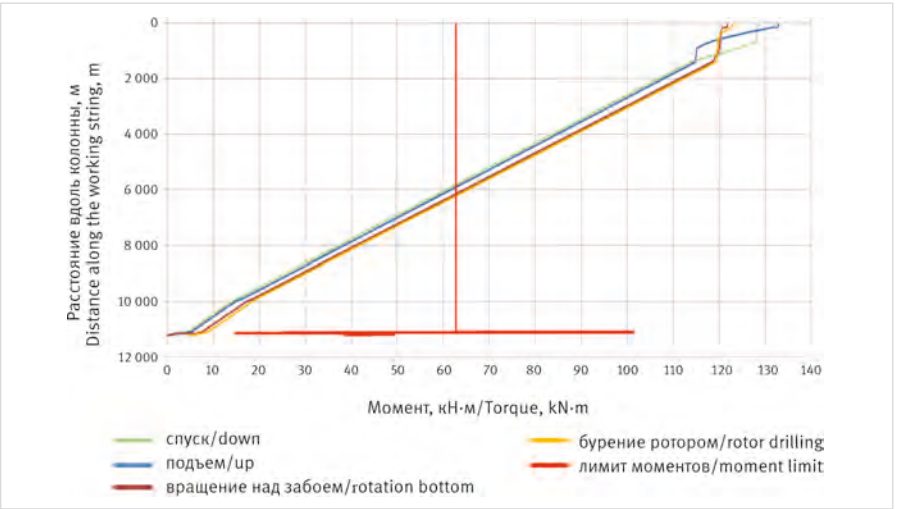


Рис. 4. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК}$ = 0,3; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,4
Fig. 4. Torque curves when drilling 168,3 mm casing section: CHFF = 0,3; OHFF = 0,4

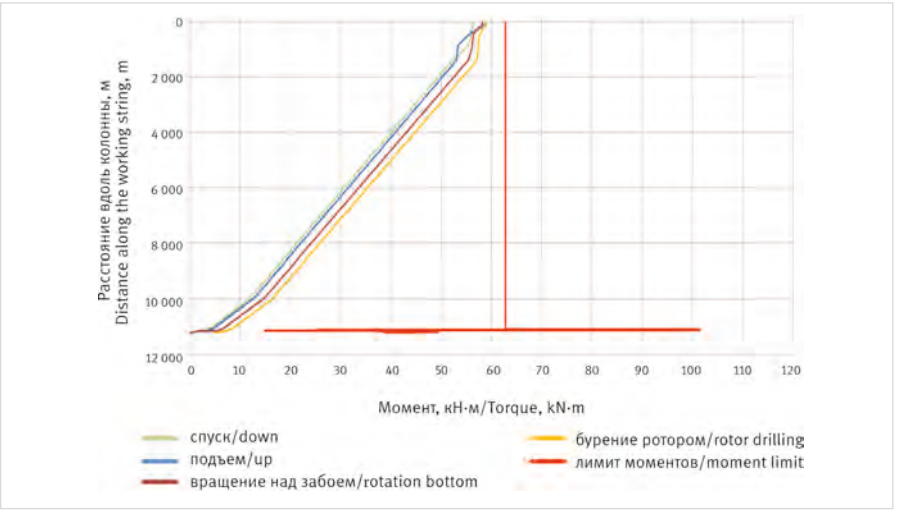


Рис. 5. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК}$ = 0,15; $K_{тр.откр.ств}$ = 0,25
Fig. 5. Torque curves when drilling 168.3 mm casing section: CHFF = 0,15; OHFF = 0,25

Табл. 3. Проектные параметры бурового раствора
Tab. 3. Design parameters of drilling mud

Тип раствора	Параметры	Значение	
		ОК Ø 244,5	ОК Ø 168,3
РУО	Плотность, кг/м^3	1 300–1 400–1 500	1 200–1 250–1 300–1 350–1 400
	Пластическая вязкость, сПз	25	20
	ДНС, дПа	160	160

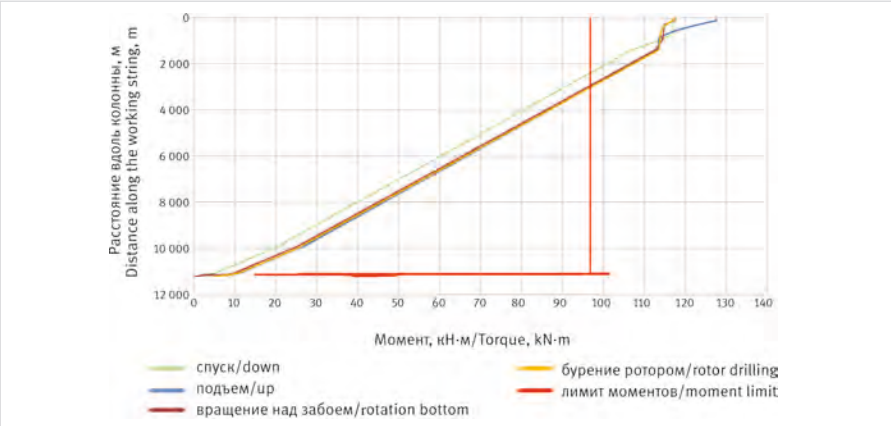


Рис. 6. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $К_{тр.ОК}$ = 0,3; $К_{тр.откр.ств}$ = 0,4
Fig. 6. Torque curves when drilling 168.3 mm casing section: CHFF = 0,3; OHFF = 0,4

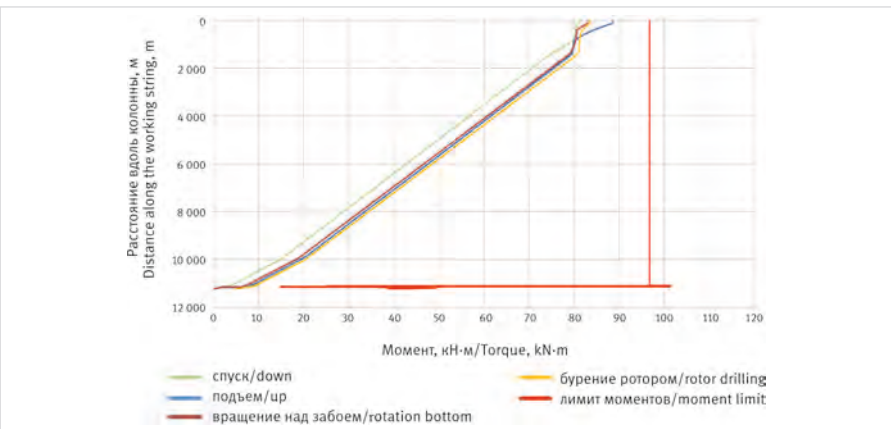


Рис. 7. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $К_{тр.ОК}$ = 0,22; $К_{тр.откр.ств}$ = 0,32
Fig. 7. Torque curves when drilling 168,3 mm casing section: CHFF = 0,22; OHFF = 0,32

- осуществлять бурение горизонтальной скважины с БОВ с эффективной передачей осевой нагрузки на долото с требуемым коэффициентом запаса прочности по растяжению и крутящему моменту отечественным бурильным инструментом;
- оптимально моделировать промывку и очистку ствола скважины, а также рассчитывать ЭЦП, исходя из проектных ограничений;
- производить спуск обсадных колонн отечественного производства без риска возникновения критических спиральных и синусоидальных изгибов;
- вводить в эксплуатацию залежи, находящиеся на протяженном расстоянии от береговой линии.

Список литературы

1. Фаттахов М.М., Ахметшин И.К. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка // Бурение и нефть. 2012. № 8. С. 42–44.
2. Крылов В.И., Крецул В.В. Технологические особенности бурения скважин с большими отходами забоя от вертикали // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2005. № 10. С. 10–19.
3. Арсланбеков А., Севодин Н., Валуев Д., Мосин В., Королев А. Опыт применения и оптимизация рецептур растворов на углеводородной основе для бурения скважин с большим отходом от вертикали в условиях ЯНАО // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 2. С. 58–60.
4. Швец С.В. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 7. С. 19–23.

ENGLISH

Results

The results of engineering and fluid flow simulation runs described in the paper show that domestic drilling tools, out the existing range, can only be used at certain stages of extended-reach drilling well construction process.

Conclusions

Russian companies should focus on the development of competitive drilling equipment that would allow the operators to fully replace foreign analogues, to ensure the following:

- drill horizontal ERD wells with effective transfer of axial load to the bit with the required tensile strength and torque using domestic drilling tools;
- simulate optimal wellbore flushing and cleaning and estimate ECD based on design constraints;
- run domestic casings without the risk of critical spiral and sinusoidal bends;
- operate prospects located at a long distance from the coastline.

References

1. Fattakhov M.M., Akhmetshin I.K. Optimization of profiles of wells with great length of horizontal section. Drilling and oil, 2012, issue 8, P. 42–44. (In Russ).
2. Krylov V.I., Kretsul V.V. Technological features of drilling ERD wells. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2012, issue 10, P. 10–19. (In Russ).
3. Arslanbekov A., Sevodin N., Valuev D., Mosin V., Korolev A. Application and optimization of oil-based drilling fluids for ERD wells YNAO Area. Oil and Gas Vertical, 2011, issue 2, P. 58–60. (In Russ).
4. Shvets S.V. Influence of horizontal wells trajectory on runnings of drill-pipe casing strings. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2014, issue 7, P. 19–23. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Герасименко Николай Алексеевич, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Хабаров Алексей Вячеславович, руководитель группы,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Савин Алексей Евгеньевич, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Gerasimenko Nikolay Alekseevich, chief specialist,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

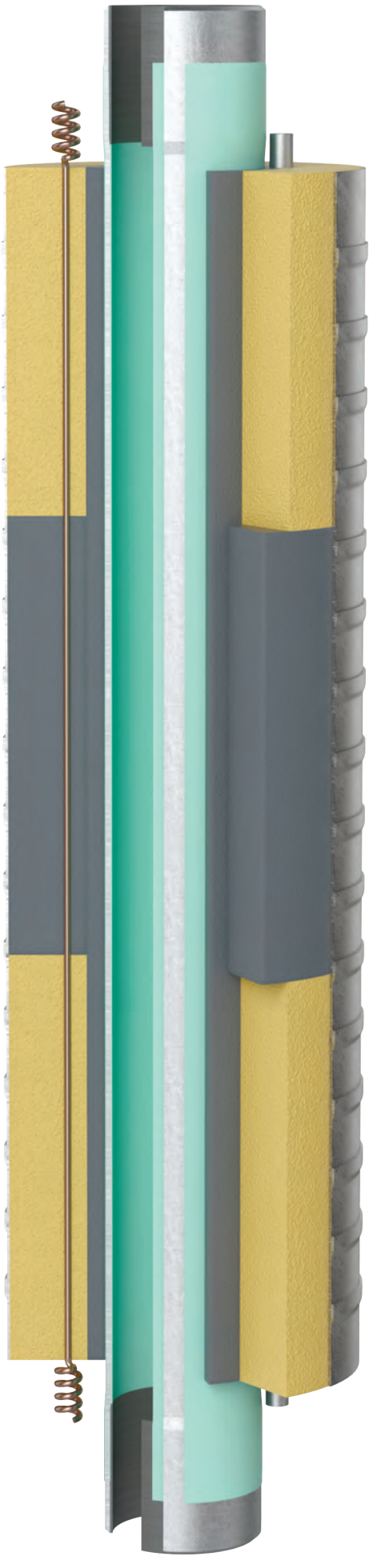
Khabarov Alexey Vyacheslavovich, team leader,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Savin Alexey Evgenevich, department head,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ



Лауреат конкурса
«100 лучших товаров России-2014»

Лауреат конкурса
«100 лучших товаров РТ-2014»

8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
www.тмс-групп.рф

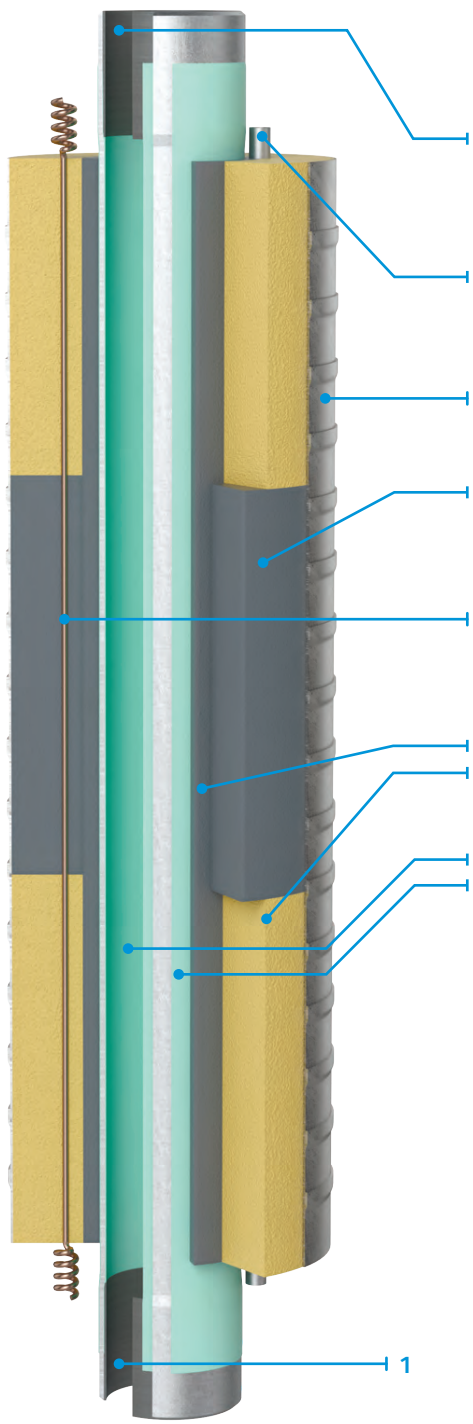
БОЛЕЕ 60 ВАРИАНТОВ КОМПЛЕКТАЦИИ СИСТЕМ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ КОРРОЗИИ И ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Назначение

Для строительства трубопроводов, транспортирующих теплоноситель до 140 °С

Область применения

- Системы теплоснабжения
- Системы водоснабжения
- Транспортировка высоковязкой нефти и нефтепродуктов



Номенклатура диаметров от 32 до 325 мм

Температура эксплуатации до +360 °С

Сокращение потерь тепла в 2,5—3 раза

1 Металлизированное покрытие концевых участков труб выполняется из тонкостенных жаропрочных нержавеющих втулок и предназначено для антикоррозионной защиты внутренней поверхности сварного шва и околошовной зоны

2 Система «скин-эффект» используется при необходимости защиты от замерзания, а также стартового разогрева и поддержания температуры транспортируемого продукта

3 Внешняя изоляция выполняется из оцинкованной стали для наземной и подземной прокладки, а также из светостабилизированного полиэтилена

4 Противопожарные вставки изготавливаются из негорючего теплоизоляционного материала и устанавливаются с целью соблюдения правил пожарной безопасности при эксплуатации трубопроводов

5 Система оперативного дистанционного контроля изоляции позволяет определить место возможного порыва трубопровода (с точностью до одного метра) методом замера сопротивления изоляции покрытия

6 Тепловая изоляция выполняется из пенополиуретана или двухслойной комбинированной изоляции с коэффициентом теплопроводности до 0,033 Вт/м.с. Позволяет сохранить температуру транспортируемого агента

7 Внутреннее и наружное полимерное порошковое покрытие выполняется для защиты тела трубы от коррозии и повышает эксплуатационные характеристики трубопровода

Технические характеристики порошкового антикоррозионного покрытия

Цвет покрытия	по нормативной документации на материал	Адгезия покрытия к стали методом Х-образного надреза, балл, не более	1
Диаметр трубы, толщина — по нормативным данным на материал покрытия, мкм, не менее	350		
Диэлектрическая сплошность покрытия	отсутствие пробоя при напряжении 5 В на толщину покрытия	Адгезия покрытия к стали методом отрыва, МПа, не менее	10,0

Преимущества

- Надежные эксплуатационные характеристики антикоррозионных покрытий гарантированы нанесением в заводских условиях и 100 % контролем качества
- Самая низкая теплопроводность среди теплоизоляторов
- Сооружение трубопроводов не зависит от погодных условий
- Широкие возможности для комбинирования различных типов покрытий

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-53-59 УДК 622.276 I Научная статья

Современные технологии поиска и подготовки к освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Арктической зоне

Аржиловский А.В., Архипов В.Н., Широков А.С., Грандов Д.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vnarkhipov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье описаны подходы к реализации комплексной стратегии ПАО «НК Роснефть» (Компания) в области геологоразведочных работ, подготовки к вводу в разработку активов крупного проекта (Проект) Арктической зоны Российской Федерации на значительном удалении от объектов инфраструктуры. Преимущественно углеводородный потенциал рассматриваемых активов связан с запасами, относящимися к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ). Их разработка требует применения и развития современных технологий в смежных областях: геологии, сейсморазведке, бурении, геофизике, исследовании скважин, разработке.

Материалы и методы
Применены специализированные методы промысловой геофизики, исследований керна и пластовых флюидов для обеспечения эффективного освоения залежей ТРИЗ. По результатам проведенных исследований построены комплексные геологические, петрофизические и геомеханические модели, позволяющие реализовать адресный подход к проектированию разработки.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, опытно-промышленные работы, инфраструктура

Для цитирования
Аржиловский А.В., Архипов В.Н., Широков А.С., Грандов Д.В. Современные технологии поиска и подготовки к освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Арктической зоне // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 53–59. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-53-59

Поступила в редакцию: 25.11.2022

UDC 622.276 I Original paper

Modern technologies for prospecting and preparation for the development of hard-to-recover hydrocarbon reserves in the Arctic zone

Arzhilovskiy A.V., Arkhipov V.N., Shirokov A.S., Grandov D.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
vnarkhipov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The article describes approaches to the implementation of the integrated strategy of "NK "Rosneft" PJSC (Company) in the field of geological exploration, preparation for the bringing into development of a large project (Project) located in the Arctic zone of the Russian Federation, at a considerable distance from infrastructure facilities. Predominantly, the hydrocarbon potential of the assets under consideration is associated with reserves belonging to the category of tight reserves. Their development requires the application and development of modern technologies in related fields – geology, seismic exploration, drilling, geophysics, well survey, development.

Materials and methods
Specialized methods of field geophysics, core and reservoir fluid studies are applied to ensure the effective development of tight deposits. Based on the results of the conducted research, complex geological, petrophysical and geomechanical models are constructed that allow implementing a targeted approach to the development.

Keywords
tight reserves, pilot project, infrastructure

For citation
Arzhilovskiy A.V., Arkhipov V.N., Shirokov A.S., Grandov D.V. Modern technologies for prospecting and preparation for the development of hard-to-recover hydrocarbon reserves in the Arctic zone. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 53–59. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-53-59

Received: 25.11.2022

Введение

Проект объединяет несколько десятков лицензионных участков, находящихся на этапах поиска и разведки, включает 13 уже открытых месторождений нефти и газа [1].

В связи с активизацией геолого-разведочных работ на арктических территориях и шельфе Карского моря регион переживает новый виток экономического развития [2, 3].

Открытые месторождения и разведываемые территории Проекта представляют широкий спектр примеров залежей углеводородов и продуктивных коллекторов в диапазоне от «сложных» до «очень сложных». Характеристики нефти варьируются от легкой премиальной до высоковязкой и трудноизвлекаемой по одной из основных характеристик: проницаемости.

Суммарный ресурсный потенциал активов превышает 6 млрд т легкой малосернистой нефти. Потенциал поставок по Северному морскому пути (СМП) оценивается до 110 млн т к 2030 г. [1, 4].

Более 50 % запасов и ресурсов нефти сосредоточены в продуктивных пластах со сложным геологическим строением и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Ловушки углеводородов представлены преимущественно тектонически и литологически экранированными типами. Структурные варианты также присутствуют, но часто осложнены высокой литологической неоднородностью. Терригенный коллектор, содержащий углеводороды, представлен как рыхло сцементированными, так и уплотненными, высокопроницаемыми и ультранизкопроницаемыми (менее 0,5 мД) породами, при общепринятых критериях для трудноизвлекаемых запасов до 2 мД.

В отношении генезиса осадков, слагающих продуктивные горизонты, Проект представляет огромный научный интерес для геологов и геологоразведчиков. Этаж нефтегазоносности по месторождениям достигает четырех километров. В числе продуктивных — пласты от континентальных, переходных, морских отложений до глубоководных сложнопостроенных клиноформных — фондаформ. В разрезе в том числе присутствуют пласты с аномально высоким пластовым давлением.

Сложности наземной и подземной части Проекта, недостаточная эффективность существующих в соседних регионах методик и оборудования, помноженные на уникальные геологические и природные условия, приводят к необходимости поиска и развития новых технологических решений. За период 2020–2022 гг. реализации Проекта специалисты Компании обосновали, апробировали, разработали методы и подходы в работе со сложными запасами, позволяющие сегодня и в перспективе готовить залежи к промышленной разработке в очень сжатые сроки.

Стадия геолого-разведочных работ

Изучение геологического строения территории запланировано в условиях планомерного покрытия сейсморазведкой 2D и 3D. Для возбуждения сейсмических волн используются вибрационные источники колебаний, которые не причиняют вреда экосистеме.

Максимальные темпы охвата перспективных площадей сейсморазведочными работами обеспечиваются применением современных полевых технологий с одновременным использованием нескольких групп возбуждения: Flip-Flop и Slip-Sweep. Это позволяет за один сезон покрывать площадь до 1 000 км^2, что в два-три раза больше по сравнению с традиционными методиками.

В акватории р. Енисей, в том числе на особо охраняемых природных территориях, отработаны речные профили 2D с применением электромагнитных импульсных невзрывных источников. Данные источники обладают хорошими характеристиками генерируемого сейсмического импульса, имеют высокие показатели надежности и безопасности. В отличие от других технологий возбуждения сейсмических колебаний, их выделяет простота обслуживания, наилучшее соотношение цена/качество, низкие эксплуатационные затраты, а также возможность проведения исследований в самых труднодоступных местах и различных поверхностных условиях, в частности в районах рек. По итогам работ получен качественный материал, который позволит уточнить геологическую модель участка.

При обработке и интерпретации полученных данных применяются современные подходы, обеспечивающие высокую степень достоверности прогноза геологических свойств изучаемых объектов: томографическое уточнение скоростной модели среды, синхронная инверсия и др.

Перспективные объекты залегают на глубинах 3 000–4 000 м и характеризуются аномально высоким пластовым давлением, чередованием глин и коллекторов с толщиной до 1 метра в интервалах активного роста градиента аномальности давления. Данное обстоятельство значительно усложняет процесс первичного вскрытия объекта. Для целей безаварийного бурения необходимо

Рис. 1. Матрица подходов к снижению рисков при подготовке месторождения к разработке
Fig. 1. Matrix of approaches to risk reduction when preparing a field for development

использовать сложную конструкцию скважины и специальные утяжеленные буровые растворы. Состав раствора подбирается таким образом, чтобы, с одной стороны, обеспечивать минимальную проникающую способность в пласт, а с другой стороны, не допускать поступления пластового флюида в ствол скважины. Все это приводит к значительному удорожанию процесса строительства скважины.

Для изучения свойств пласта в каждой скважине традиционно записывается комплекс геофизических исследований (ГИС), на основе которого следуют этапы выделения коллекторов, оценки их свойств, а также обоснование оптимального интервала испытания объекта. Применительно к рассматриваемым объектам дополнительно выполняется запись инновационных методов: лито-сканер и диэлектрик-сканер, что позволяет еще до начала испытания определить насыщение интервалов пласта.

Уже на стадии поисково-оценочных и разведочных работ осуществляется подготовка к эффективной разработке месторождений. В скважинах проводится гидроразрыв пласта (ГРП) и отработка на различных режимах, что позволит повысить точность прогноза работы эксплуатационных скважин.

Сервисное обеспечение проекта

При принятии решений по геологическому изучению Компания руководствуется главным принципом, основанным на качественных исходных геолого-геофизических данных. В условиях слабой геолого-геофизической изученности арктических регионов, значительного диапазона геологических, технологических неопределенностей получение высокого качества геофизических данных является важной составляющей Проекта.

Основным драйвером Проекта являются клиноформные отложения нижнехетской свиты, характеризующиеся аномально низкими ФЕС и являющиеся объектами ТРИЗ. Это, в свою очередь, накладывает значительные ограничения на информативность стандартных комплексов исследований и достоверность определения подсчетных параметров. В этой связи Компанией запланирована адресная программа исследований высокотехнологичных ГИС и керна (рис. 1).

Специальные методы ГИС на месторождении включают ядерно-магнитный каротаж, импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж, многочастотный метод диэлектрической дисперсии, кросс-дипольный акустический каротаж, электрический микроимиджер. Применение расширенного комплекса ГИС позволяет повысить достоверность решения задач литологического расчленения разреза, определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и построения флюидальной модели (общий объем углеводородов, объем остаточных и подвижных флюидов). Более подробно задачи применения специального комплекса ГИС представлены на рисунке 1.

Ввиду малопроницаемости изучаемых пластов до ГРП, с целью подтверждения характера насыщения и получения достоверной величины минерализации пластовых вод на объектах успешно апробированы гидродинамические исследования с применением специализированного (для низкопроницаемых отложений) испытателя пластов на кабеле с фокусированным радиальным зондом.

На проекте широко применяются отечественные высокотехнологичные разработки в области приборов ГИС, которые дают возможность регистрации объемной плотности и водородосодержания в процессе бурения (LWD), а также получения азимутального распределения параметров относительно ствола скважин (имидж) и Корпоративное петрофизическое программное обеспечение для оперативной обработки данных. На рисунке 2 представлен типичный пример геолого-геофизического разреза скважины с записью высокотехнологичных методов ГИС.

Применение современных высокотехнологичных зондов при проведении исследований ГДК (гидродинамический каротаж) / ОПК (опробователь пластов на кабеле) существенно сокращает время опробования скважин, особенно вскрывающих многопластовые залежи. Широкая номенклатура приборов позволяет проводить исследования в различных геологических условиях, в том

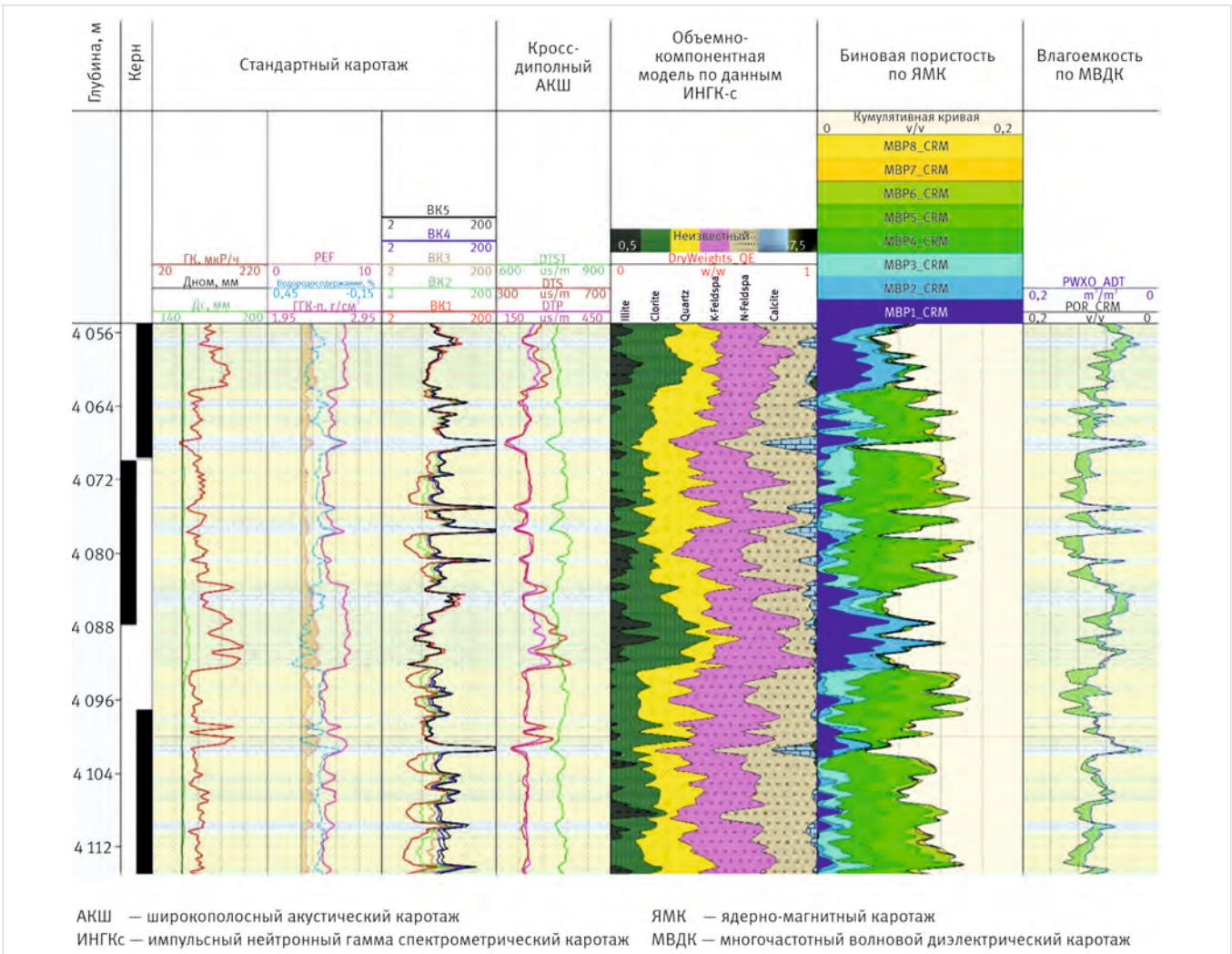


Рис. 2. Пример геолого-геофизического разреза скважины с записью высокотехнологичных методов ГИС
Fig. 2. An example of a geological and geophysical profile of a well with a record of high-tech geophysical methods

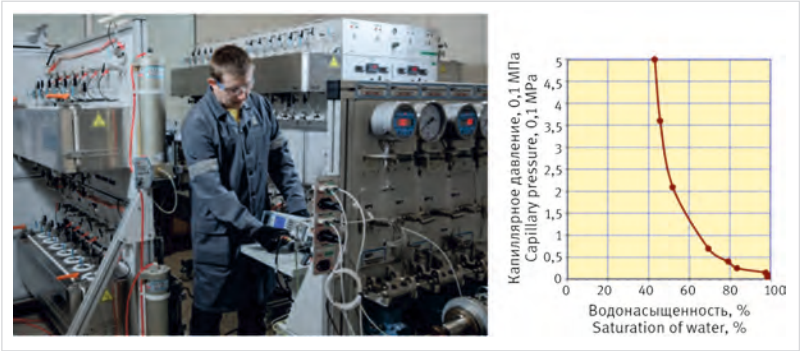


Рис. 3. Лабораторный стенд по определению кривых капиллярного давления в термобарических условиях
Fig. 3. Laboratory bench for determining capillary pressure curves under thermobaric conditions

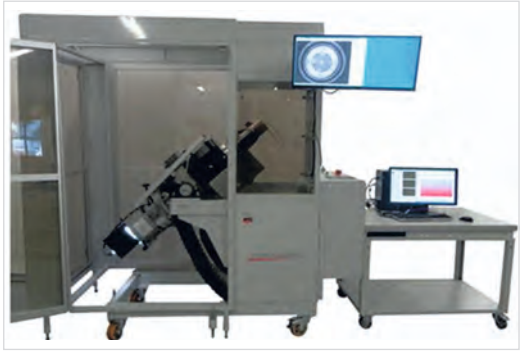


Рис. 4. Лабораторный стенд по определению PVT-свойств проб пластовых флюидов
Fig. 4. Laboratory stand for determination of PVT properties of reservoir fluid samples

числе и в слабопроницаемых коллекторах до ГРП. В последнем случае хорошо себя зарекомендовали фокусированные радиальные зонды, обеспечивающие получение притока из слабоприточных интервалов и его быструю очистку от фильтрата бурового раствора. Эта технология уже успешно применяется на многих месторождениях Компании в различных регионах, в том числе ачимовских отложениях. Опыт проведения таких работ нарабатывается, только за последние годы проведено 1 154 кондиционных заметов притока, из них в низкопроницаемых пластах 71. В настоящий момент разрабатываются методические рекомендации по постановке на государственный баланс запасов категорий B_1 и C_1 на суше по методам опробования ОПК, что позволит повысить оперативность принятия решений в условиях существенных затрат времени и средств на спускоподъемные операции (СПО) при классическом испытании.

Начиная с 2020 г. в изучаемом регионе пробурено шесть поисково-разведочных скважин с суммарным отбором керна около 600 м, что составляет практически половину от общего объема (1 300 м), полученного за период геолого-разведочных работ с 1990 г.

Отбор керна из продуктивных пластов-коллекторов и покрышек осуществляется по изолированной технологии с применением современного отечественного оборудования. Это позволяет обеспечить линейный вынос керна на уровне 95–100 % и сохранность свойств горной породы. Таким образом, на практике реализуется высокое качество исходной фактической информации.

Для снятия неопределенностей по отбору представительных проб пластовых флюидов дополнительно, в рамках поисково-разведочного бурения, закладывается комплекс мероприятий по отбору и исследованию изолированного керна с сохраненной насыщенностью. Помимо прочего, технология включает добавление индикаторов проникновения фильтрата бурового раствора в керн (например, флуоресцеин натрия) и анализ поровой воды при вытеснении маслом под высоким давлением с определением химического состава и концентрации индикаторов.

Несмотря на географическое положение и удаленность изучаемых территорий, осуществляется оперативная доставка кернового материала в лабораторные центры Компании и проведение исследований в кратчайшие сроки.

Для обеспечения наличия исходной информации при подсчете запасов и проектировании разработки сложных коллекторов и ТРИЗ в Компании применяются инновационные технологии исследования керна, специализированное оборудование и аттестованные, зарегистрированные в государственных органах методики исследований, адаптированные к особенностям изучаемых отложений.

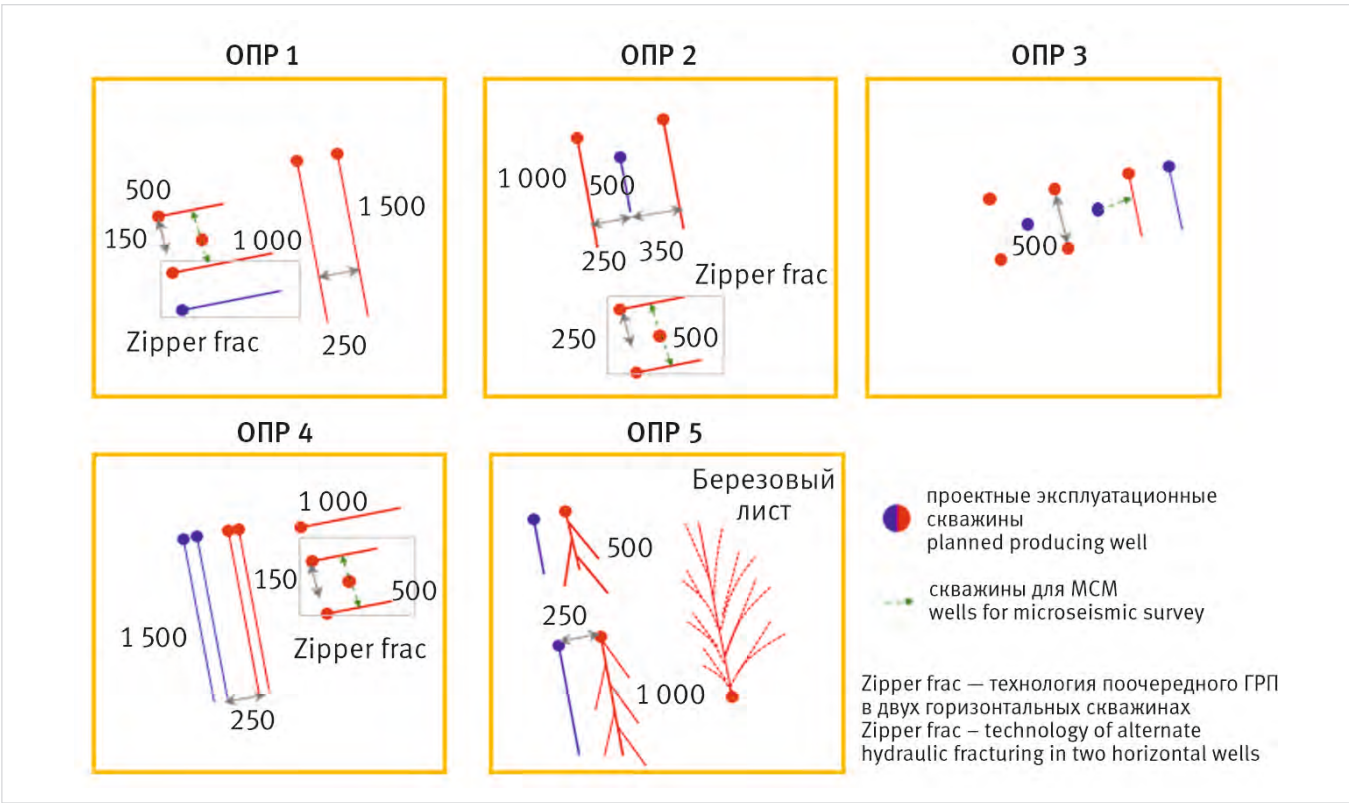


Рис. 5. Концептуальное представление участков ОПР
Fig. 5. Conceptual representation of pilot project sites

Все это в комплексе позволяет оперативно решать поставленные перед лабораторным центром задачи. Например, для построения качественной петрофизической модели пласта-коллектора и дальнейшего подсчета запасов используются кривые капиллярного давления, полученные с применением инновационных лабораторных стендов — индивидуальных капилляриметров, моделирующих условия пласта (рис. 3).

Важное значение при реализации Проекта имеет уточнение составов и свойств нефти и газа, насыщающих продуктивные пласты. Для проведения исследований в Компании разработаны специальные процедуры оценки качества и расширенного комплекса исследований отобранных проб, которые позволяют с высокой степенью достоверности определять характеристики пластовых флюидов.

При испытании новых разведочных объектов в открытом стволе впервые были отобраны глубинные пробы нефти, что позволило поинтервально определить тип пластового флюида (нефть, газ, вода), его свойства, а также детальный компонентный состав.

Изучение таких проб проводилось в лабораторных центрах Компании на самом современном исследовательском оборудовании (рис. 4), которое дает возможность изучать пластовые углеводородные флюиды при крайне высоких давлениях (выше 60 МПа) и температурах (около 100 °С). Это позволяет в условиях аномальных свойств пластов достоверно оценивать фазовое состояние углеводородных систем (т.е. определять нефтяной объект или газовый), а также изучать их фазовое поведение при снижении давления. Полученные результаты позволяют оценить, какие процессы будут происходить в пластовых условиях в ходе длительной эксплуатации месторождения.

Проведенные исследования позволили уточнить подсчетные параметры пластовой нефти и оценить дифференциацию свойств пластового флюида по отдельным пластам. Вся полученная информация ложится в основу проектирования систем добычи, транспорта и переработки продукции и существенно влияет на эффективность работ по Проекту.

Результаты ГРР, привлечение специализированных методов промысловой геофизики для изучения ТРИЗ, исследований керна и пластовых флюидов позволяют взвешенно подходить к освоению запасов и обоснованию оптимальных систем воздействия.

Технологии разработки

С целью эффективного, оперативного и экологичного ввода запасов углеводородного сырья (УВС) низкопроницаемых коллекторов в промышленную разработку необходима апробация проектных решений на участках опытно-промышленных работ (ОПР). Задачи определения оптимальной технологии разработки в условиях ускоренного ввода актива в разработку диктуют необходимость усложнения программы ОПР, применения обширного комплекса технологий и исследований с учетом геологических особенностей участков.

При этом геологические и технологические риски по ускоренному вводу снимаются детальной программой доразведки, включающей подходы, апробированные на этапе поисково-разведочного бурения, и применение принципа «от простого к сложному» при реализации работ.

С целью определения оптимальной технологии разработки на участках ОПР предлагается поэтапное усложнение конструкции скважин от наклонно направленных (ННС) до многозабойных (МЗС), увеличение протяженности горизонтального участка от 500 до 1 500 м (ограничившись существующим на сегодняшний день технологическим фактором), вариативность по плотности сетки скважин, апробация различных технологий ГРП / МГРП (многостадийного ГРП). Размещение скважин осуществляется с учетом геологических рисков и оптимальной траектории бурения. Концептуальные примеры проектирования подобных участков опытных работ приведены на рисунке 5.

К контролю за разработкой в таких условиях предъявляются особые требования. Мероприятия включают в себя микросейсмический мониторинг (МСМ) для оценки азимута распространения трещин МГРП, контроль высоты трещины ГРП в ННС, определение профиля притока с целью оценки эффективности конструкции протяженных горизонтальных скважин (ГС) с МГРП с использованием байпасных систем Y-tool и альтернативного метода контроля притока с закачкой маркированного проппанта.

Обоснование агента воздействия

Согласно практике разработки низкопроницаемых коллекторов добыча УВ осуществляется с организацией системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. В различных зонах коллектора эффективность заводнения может существенно отличаться в зависимости от коэффициента расчлененности и проницаемости.

С целью поиска эффективных технологий разработки Компанией прорабатываются различные агенты воздействия, включая закачку попутного газа, CO_2. При условии возможности организации в пласте режима смешивающегося вытеснения, на границе нефть/газ, в результате массообменных процессов обеспечивается снижение межфазного натяжения. По предварительным расчетам, применение газового воздействия с использованием ПНГ (попутного нефтяного газа) / CO_2 позволит снизить вязкость, коэффициент остаточной нефтенасыщенности, увеличить объем подвижных запасов.

Для изучения физических основ, эффективности газовых методов сегодня проводятся современные лабораторные исследования с реализацией пилотных работ на ряде участков в периметре Проекта.

Гидравлический разрыв пласта и геомеханическое моделирование

Как показывает современная практика, применение ГРП является основной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов. Таким образом, одной из ключевых задач на этапе ОПР является апробация и последующее развитие технологий ГРП.

На участках ОПР предлагается тестирование спектра технологий ГРП:

- вариации типов гелей и скоростей закачки (гуаровые гели, гибридные закачки, низковязкие жидкости);
- технологии с созданием проводящих каналов в проппантной пачке;
- технология Zipper Frac для создания разветвленной сети трещин ГРП [5].

Геометрия и характер создаваемых трещин зависят от упругих характеристик пород и разницы горизонтальных напряжений, поэтому важным аспектом достижения поставленных задач является привлечение геомеханического моделирования на этапе поисково-разведочного бурения с планированием полного перечня исследований.

С этой целью на первых скважинах проведен полный комплекс исследований для

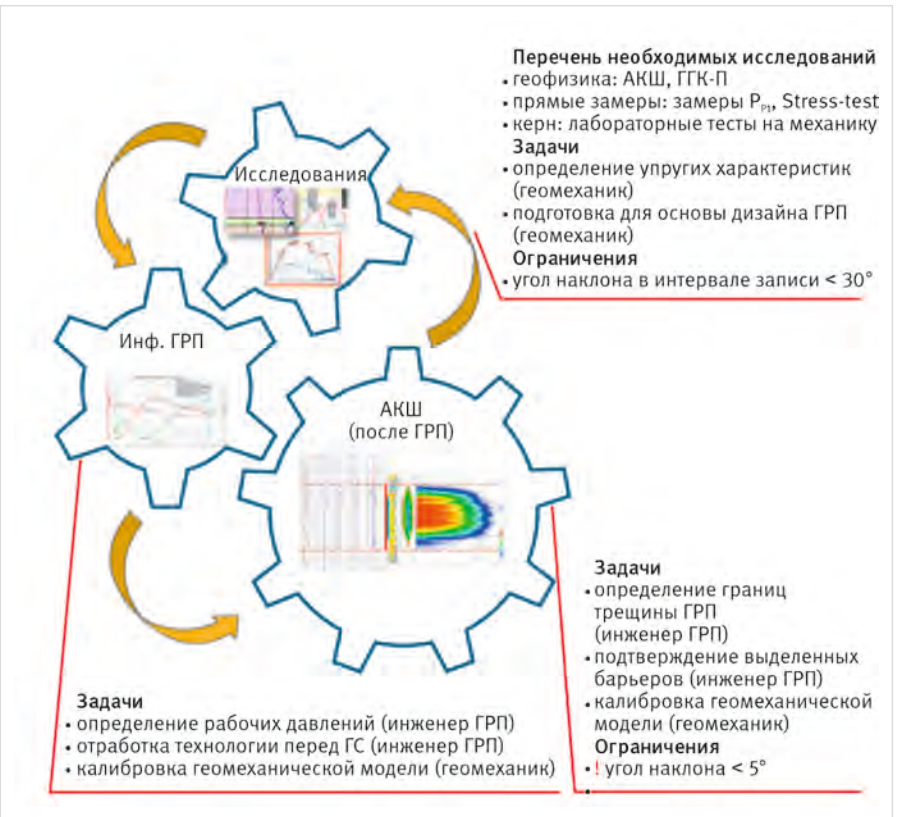


Рис. 6. Схема исследований при отработке технологии ГРП в вертикальной скважине
Fig. 6. Research scheme for the development of hydraulic fracturing technology in a vertical well

геомеханического моделирования, включающий кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж до и после ГРП для контроля высоты трещины, гидродинамический каротаж для калибровки профиля поровых давлений, стресс-тесты для определения давления разрыва и смыкания трещин, механические и акустические исследования кернового материала. Упрощенная схема исследований при отработке технологии ГРП в вертикальной скважине представлена на рисунке 6 [6].

Кроме того, бурение скважин на залежах Проекта осложняется большими глубинами, наличием зон аномально высокого пластового давления и интервалов несовместимого бурения в разрезе. Данные обстоятельства требуют индивидуального подхода к проектированию конструкций скважин, реализации дополнительных исследований для калибровки порового давления, градиентов начала поглощения и разрыва породы.

По результатам проведенных исследований строится 1D геомеханическая модель, откалиброванная на скважинные данные (пластовые давления и давления закрытия трещины), лабораторные исследования керна. Результаты геомеханического моделирования применяются для составления дизайнов ГРП, подбора плотности бурового раствора, выбора конструкции скважины, уточнения интервалов проводки горизонтальных скважин.

С учетом вышеперечисленного эффективная разработка трудноизвлекаемых запасов требует тщательного планирования, формирования новых концепций и привлечения современных инновационных технологий. Применение полного комплекса исследований уже на этапе геолого-разведочных и опытно-промышленных работ делает возможным подготовку к освоению таких залежей в кратчайшие сроки. По результатам доизучения построены комплексные геологические, петрофизические и геомеханические модели, позволяющие реализовать адресный подход к проектированию разработки. Сложность рассматриваемых объектов потенциально потребует внедрения различных систем воздействия на пласт. Прорабатывается блочный подход к проектированию инфраструктуры в зависимости от геологических условий каждой конкретной зоны освоения, позволяющий значительно повысить мобильность решений.

Организация временного подземного хранилища нефти

В связи с необходимостью рационального использования углеводородов, добытых в период строительства инфраструктуры внешнего транспорта, Компанией предприняты шаги по созданию временного подземного хранилища нефти (ВПХН), что в условиях территориальной удаленности и сезонной доступности промысла позволит выполнять ОПР по оценке добычного потенциала залежей ТРИЗ безопасно и экологично.

В связи с отсутствием в РФ опыта аналогичных работ, Компания взаимодействует с государственными органами по вопросам подготовки необходимой научно-методической и нормативно-технологической документации. В настоящее время экспертной комиссией ФАН Роснедра согласованы проекты геологического изучения недр для оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации ВПХН. Работы ориентированы на поэтапное выполнение промысловой программы изучения с параллельной разработкой нормативно-регламентирующей законодательной базы, регламентирующей процесс создания подземных хранилищ нефти.

Сегодня, на основании имеющейся геолого-промысловой информации и исследований по району работ, обоснованы объекты для размещения УВ, выполнено геолого-гидродинамическое и геомеханическое моделирование по определению технологических параметров ВПХН для безопасного ведения работ, предложены мероприятия по предупреждению возможного негативного воздействия на окружающую среду.

Инфраструктура

В начальный период освоения актива с целью подготовки нефти для обратной закачки в пласты горных пород на опытных участках предусмотрены мобильные инфраструктурные решения, не требующие длительной процедуры согласования проектной документации. На кустовых площадках ОПР запроектированы мобильные установки подготовки нефти (МУПН) для сепарации скважинной продукции, отделения и очистки воды. Нефть товарного качества с остаточной обводненностью не более 0,5 % очищается от механических примесей и закачивается во временное подземное хранилище нефти. Очищенная пластовая вода на начальном этапе размещается в водоутилизационную скважину посредством блочной насосной станции. Апробация системы ППД планируется к реализации с помощью насосной станции, закачивающей смесь подтоварной воды и адресных объемов из водозаборной скважины. Мобильные решения позволили ускорить подготовку месторождения к опытно-промышленным работам. На сегодняшний день ожидаемое время от начала проектирования до реализации составит менее трех лет.

Одним из ключевых объектов проектных работ является «Порт бухта Север. Приёмо-сдаточный пункт» (далее ПСП), который является конечной точкой нефтепровода «Головная нефтеперекачивающая станция–Порт бухта Север. ПСП» и предназначен для: приема нефти группы месторождений формируемого добычного кластера, её отгрузки на Нефтяной терминал «Порт бухта Север», обеспечения контроля качества нефти в химико-аналитической лаборатории, временного хранения продукции в соответствии с ГОСТ 1510-22 [7].

В процессе согласования проектных решений детально проработана технологическая схема основных объектов обустройства и вспомогательных сооружений, разработана заказная документация для своевременной комплектации материально-техническими ресурсами, а также в полном объёме выполнены работы по линейным объектам.

Итоги

Сложное геологическое строение рассматриваемых отложений накладывает значительные ограничения на информативность стандартных комплексов исследований и достоверность определения подсчетных параметров. В этой связи Компанией запланирована адресная программа исследований высокотехнологичных ГИС и керна. Применение современных высокотехнологичных зондов при проведении исследований ГДК / ОПК существенно сокращает время опробования скважин, особенно вскрывающих многопластовые залежи. Для снятия неопределенностей по отбору представительных проб пластовых флюидов дополнительно, в рамках поисково-разведочного бурения, закладывается комплекс мероприятий по отбору и исследованию изолированного керна с сохраненной насыщенностью.

С целью эффективного ввода запасов УВС низкопроницаемых коллекторов в промышленную разработку необходима апробация проектных решений на участках ОПР. Задачи определения оптимальной технологии разработки в условиях ускоренного ввода актива в разработку диктуют необходимость усложнения программы ОПР, применения обширного комплекса технологий и исследований с учетом геологических особенностей участков. Важным аспектом является применение геомеханического моделирования в поддержку разработки низкопроницаемых коллекторов. С этой целью на первых скважинах проведен полный комплекс исследований, включающий кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж, стресс-тесты, механические и акустические исследования кернового материала. Результаты геомеханического моделирования применяются для составления дизайнов ГРП, подбора плотности бурового раствора, выбора конструкции скважины, уточнения интервалов проводки горизонтальных скважин.

Рациональное использование углеводородов, добытых в период строительства инфраструктуры внешнего транспорта, достигается путем закачки нефти в подземные хранилища, что делает возможным эффективную и экологически безопасную реализацию ОПР по оценке добычного потенциала ТРИЗ.

Выводы

Ключевым фактором успеха реализации любого проекта являются кадры. ПАО «НК «Роснефть» оперативно сформировала профессиональную команду специалистов, охватывающую весь спектр услуг нефтегазового бизнеса: геолого-разведочные работы, геолого-промысловый анализ и проектирование разработки месторождений, технологии строительства и освоения скважин, концептуальное и детальное проектирование инфраструктуры. Междисциплинарный центр компетенций включает в себя сотрудников ведущих научно-проектных институтов, в числе которых ООО «ТННЦ», АО «ТомскНИПИнефть», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». Ведущую позицию в проекте занимают центральный аппарат управления Компании (г. Москва) и добывающее общество ООО «РН Ванкор» (г. Красноярск), основным логистическим и производственным центром является ООО «Таймырбурсервис» (г. Дудинка). В результате участия в процессах лучших отраслевых специалистов и производственных компаний стало возможным реализовывать сложный нефтегазовый проект с трудноизвлекаемыми запасами, расположенными в Арктической зоне на значительном удалении от объектов инфраструктуры, в сжатые сроки.

Литература

1. «Роснефть» начинает строительство нефтетранспортной системы «Восток Ойл». URL: https://www.rosneft.ru/press/news/item/208503 (дата обращения: 09.10.2022).
2. СП Роснефти и BP открыло крупное газовое месторождение Зиничева на Таймыре. URL: https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration

(дата обращения: 09.10.2022).
3. «Роснефть» открыла новое месторождение с запасами более 20 млн т нефти. URL: https://www.interfax.ru/business/718673 (дата обращения: 09.10.2022).
4. «ВОСТОК ОЙЛ» Перспектива развития мировой нефтяной отрасли. URL: https://fedpress.ru/projects/east_oil (дата обращения: 09.10.2022).
5. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual technical conference and exhibition, October 8–10, 2012 San Antonio, Texas, USA, SPE-159786-MS. (In Eng).
6. Королев Д.О., Павлов В.А., Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Зольников Д.А. Успешное планирование и реализация геомеханического моделирования гидроразрыва пласта в условиях аномально высокого пластового давления // Каротажник. 2021. № 8. С. 157–172.
7. ГОСТ 1510-2022. Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. Дата введения. 2023-01-01. Российский институт стандартизации, 2022. 70 с.

ENGLISH

Results

The complex geological structure of the reserves under consideration imposes significant limitations on the information value of standard complexes and the reliability of determining the volumetric parameters. In this regard, the Company planned a targeted research program for high-tech geophysical methods and core. The use of modern high-tech sondes in conducting hydrodynamic logging / formation testing significantly reduces well testing time, especially in multi-layer reservoirs. In order to remove uncertainties in the selection of representative samples of formation fluids, during exploration drilling, complex for the selection and study of isolated core with preserved saturation is included.

In order to effectively bring low-permeable reservoirs into commercial development, it is necessary to test design solutions at the pilot sites. The tasks of determining the optimal development technology in the conditions of accelerated production dictate the need to complicate the pilot project program, the use of an extensive range of technologies and research programs, taking into account the geological features of the sites. An important aspect is the application of geomechanical modeling to support the development of low-permeability reservoirs. To this end, a full range of studies was carried out at the first exploration wells, including cross-dipole velocity logging, stress tests, mechanical and acoustic research of core material. The results of geomechanical modeling are used to create hydraulic fracturing designs, select the density of drilling mud, well design, and define the intervals of horizontal wells wiring.

The rational use of hydrocarbons extracted during the construction of infrastructure is achieved through oil injection in underground storages, which makes possible the environmentally safe implementation of pilot project to assess the production potential of tight reserves.

Conclusions

The key factor for the success of any project is personnel. Company has promptly formed a professional team of specialists covering the entire range of services for the oil and gas business: geological exploration, geological and field analysis and field development, well construction and production technologies, conceptual and detailed infrastructure design. The interdisciplinary competence center includes employees of leading research and design institutes, including “Tyumen petroleum research center” LLC, “TomskNIPIneft” JSC, “RN-Krasnoyarsk Nipineft” LLC. The leading role in the project is occupied by the central management office of the Company (Moscow) and subsurface management company “RN Vankor” LLC (Krasnoyarsk), the main logistics and production center is “Taimyrburservice” LLC (Dudinka). In order to assess the reserves of the Project according to international classifications and conduct an audit according to international standards, large consulting companies are involved. As a result of the participation of the best industry specialists and companies in the processes, it became possible to implement complex oil and gas project with hard-to-recover reserves located in the Arctic zone at a considerable distance from infrastructure facilities in a short time.

References

1. Rosneft begins construction of the “Vostok Oil” oil transportation system. URL: https://www.rosneft.ru/press/news/item/208503 (accessed: 09.10.2022). (In Russ).
2. JV of Rosneft and BP has opened a large gas field Zinicheva on Taimyr. URL: https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration (accessed: 09.10.2022). (In Russ).
3. Rosneft has opened a new field with reserves of more than 20 million tons of oil. URL: https://www.interfax.ru/business/718673 (accessed: 09.11.2022). (In Russ).
4. “VOSTOK OIL” Perspective of the development of the world oil industry. URL: https://fedpress.ru/projects/east_oil (accessed: 09.10.2022). (In Eng).
5. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual technical conference and exhibition, October 8–10, 2012 San Antonio, Texas, USA, SPE-159786-MS. (In Eng).
6. Korolev D.O., Pavlov V.A., Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Zolnikov D.A. Effective planning and implementation of geomechanical hydrofracturing modeling in conditions of abnormally high reservoir pressure. Logger, 2021, issue 8, P. 157–172. (In Russ).
7. GOST 1510-2022. Interstate standard. Oil and petroleum products. Labeling, packaging, transportation and storage. Introduction. Russian Institute of Standardization, 2022, 70 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Аржиловский Андрей Владимирович, генеральный директор, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vnarkhipov@tnnc.rosneft.ru

Широков Андрей Сергеевич, директор по разработке месторождений Ямала и Восточная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер проектного офиса, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Arzhilovskiy Andrey Vladimirovich, general director, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vnarkhipov@tnnc.rosneft.ru

Shirokov Andrey Sergeevich, head of the development of Yamal and Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, general manager of the project office, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-60-64 УДК 622.276.1 I Научная статья

Четыре этапа перераспределения добычи на многопластовом месторождении X в условиях многофазной фильтрации

Уфимцева М.Н.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Эксплуатация нескольких пластов единой сеткой скважин не всегда позволяет корректно учитывать добычу всех жидких углеводородов. Известные и наиболее применяемые методики перераспределения добычи не учитывают покомпонентное распределение добытых углеводородов. Преимущественно используются методики на основе коэффициентов гидропроводности пластов и эффективной нефтенасыщенной толщины. Поэтому есть практическая необходимость в аналитическом инструменте, который бы основывался на достоверных и доступных данных и мог бы с достаточной точностью и оперативностью решать проблему разделения объемов добываемой продукции.

Материалы и методы
Методика, разработанная на основе объединения существующих инструментов повышения конечной нефтеотдачи путем определения зон локализации остаточных запасов на основе анализа и пересмотра промысловых данных.

Ключевые слова
перераспределение добычи, зоны локализации остаточных запасов, многопластовый объект, учет выработки запасов

Для цитирования
Уфимцева М.Н. Четыре этапа перераспределения добычи на многопластовом месторождении X в условиях многофазной фильтрации // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-60-64

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 622 I Original paper

Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration

Ufimtseva M.N.
«Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The management of several reservoirs by a single grid of wells does not always allow the correct accounting of hydrocarbon production. The well-known and most used production redistribution methods do not take into account the component-by-component distribution of produced hydrocarbons. Methods mainly used are based on formation conductivity and net oil pay of the zone. Therefore, there is a practical need for an analytical tool that would be based on reliable and available data and could sufficiently and efficiently solve the problems associated with the separation of produced fluids.

Materials and methods
A methodology developed on the basis of combining existing tools to enhance the ultimate oil recovery by determining the containment area of residual reserves based on the analysis and revision of field data.

Keywords
redistribution of production, containment area of residual reserves, multilayer formation, accountability of reserve recovery

For citation
Ufimtseva M.N. Four stages of production redistribution at the multilayer field X under conditions of multiphase filtration. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-60-64

Received: 10.11.2022

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и имеют высокую выработку запасов. Не редки случаи, когда на многопластовых месторождениях несколько пластов одновременно разрабатываются единой сеткой скважин. Это приводит к тому, что на промысле зачастую не имеется достаточного оборудования для достоверной оценки разделения объемов добытой продукции. Выходом из сложившейся ситуации может быть применение различных методик распределения добычи.

Литературный обзор по теме исследования показал, что существует достаточно большое количество методов, которые преимущественно основаны на разделении объема добытой жидкости пропорционально проводимости коллектора, основанной на использовании коэффициентов проницаемости пластов (*k*) и эффективной нефтенасыщенной толщины (*h*) или на применении гидродинамических моделей (ГДМ). ГДМ в свою очередь требуют значительных трудозатрат, а результаты моделирования зависят от полученной ранее информации о геологическом строении объекта и свойствах флюидов.

В работе [1] рассмотрен метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с применением математической модифицированной модели (CRM). Она предполагает использование для регуляризации задачи априорной информации в виде коэффициентов гидропроводности и требование соответствия друг другу пластовых давлений, рассчитываемых по модели материального баланса и формуле Дюпюи. Пропорции разделения, найденные с помощью модели CRM, меняются динамически в соответствии с динамикой пластовых давлений. Модель CRMP-ML6 на простых синтетических моделях демонстрирует точность, приемлемую для практического использования.

В работе группы авторов [2] описывается комплексный подход к верификации остаточных извлекаемых запасов, опробованный на основном пласте месторождения М. Для локализации запасов была проведена ревизия не вовлекаемой в разработку ресурсной базы. Для оценки сходимости данных авторы использовали три методики:

- сопоставление кривой фракционного потока и запускной обводненности новых скважин;
- сопоставление запускного дебита нефти и остаточных извлекаемых запасов для бурения боковых стволов и новых скважин;
- параметрический анализ, который подразумевает деление всех геолого-технических мероприятий (скважино-операций) за период на успешные/неуспешные и поиск зависимости успешности мероприятия от различных параметров [2].

Для понимания корректного распределения текущих запасов важно правильно учесть добычу не только по площади, но и по разрезу.

В ООО «Тюменском нефтяном научном центре» (ООО «ТННЦ») используется методика [3] перераспределения продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов. Она включает в себя первый этап: распределение по общей проводимости пласта (*kxh*). Второй этап: по данным промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИС) проводится распределение продукции. По итогам двух этапов можно получить корректное распределение текущих запасов.

Две последние методики [2] и [3] не предполагают полную автоматизацию, поскольку обработка промыслово-геофизических исследований (ПГИ) — трудоемкий процесс (из-за разных форматов отчетов). Также существующие методики не предполагают покомпонентное распределение добычи, разделение продукции происходит только по разрезу.

В настоящей статье рассмотрена последовательность этапов, которая предлагается к использованию как методика, разработанная на основе автоматизации процессов анализа инструментальных замеров, результатов исследований, а также изменения режимов работы скважин и пластовых условий.

Конечной целью является корректное распределение добычи углеводородного сырья (УВС).

Работа выполнялась в следующей последовательности:

1) автоматизация существующего подхода распределения добычи по разрезу [3];
2) определение очередности этапов для покомпонентного перераспределения углеводородов;
3) автоматизация распределения добычи по компонентам;
4) тестирование методики — перераспределение добычи по разрезу и по добываемым компонентам;
5) практическое применение методики — корректное перераспределение добычи.

В качестве опытного месторождения было рассмотрено нефтегазоконденсатное месторождение Х, находящееся в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и имеющее сложное геологическое строение. На месторождении насчитывается 66 продуктивных пластов.

Для анализа выбран объект ачимовской толщи БВ16–22, в состав которого входит пласт БВ18–19, осложненный наличием массивной газовой шапки (мощность 8 м), на которую приходится порядка 40 % площади объекта, и протяженной нефтяной оторочкой (средняя толщина около 10 м) с проницаемостью до 5 мД. Выше и ниже пласта БВ18–19 залегают другие пласты ачимовской толщи, объединенные в один эксплуатационный объект, что предполагает наличие совместного фонда, эксплуатирующего сразу несколько пластов. Данное обстоятельство представляет интерес при апробировании представленной методики.

Для оценки корректности проведенных расчетов по перераспределению добычи на рассматриваемом объекте была построена и адаптирована гидродинамическая модель на базе обновленной геологической модели, содержащей в себе всю геолого-промысловую информацию на текущую дату.

Разработанная методика включает четыре этапа. На первых двух этапах проводится распределение добычи УВС по разрезу на основе привязки фактических интервалов перфорации и результатов исследований. На третьем этапе проводится покомпонентное распределение добычи УВС в зависимости от кривых содержания газа в нефти и конденсата в газе при изменении давления в пласте. Четвертый этап применяется только в случаях, когда не удалось распределить весь объем добытого флюида на третьем этапе.

На каждом этапе проводится оценка корректности проведенного распределения добычи углеводородов. Она включает в себя перераспределение добычи по скважинам, проверку фонда скважин и пересчет гидродинамической модели на каждом этапе.

Далее рассмотрим каждый этап более детально.

Первый этап заключается в автоматизированной проверке интервалов перфорации соответствия новым данным результатов

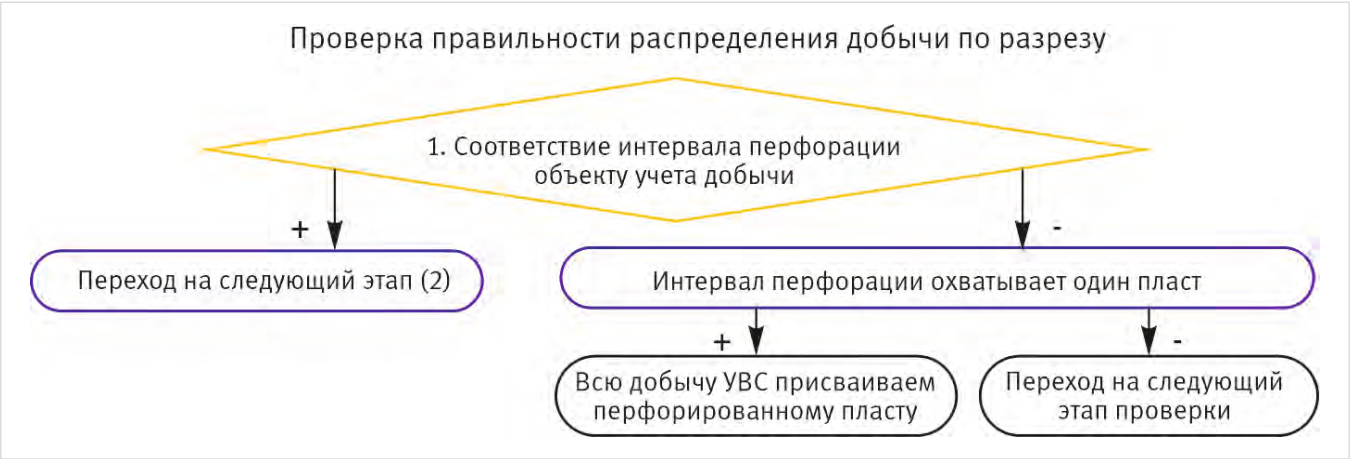


Рис. 1. Принципиальная схема первого этапа разработанной методики перераспределения УВС
Fig. 1. Schematic diagram of the first stage of the developed methodology for the redistribution of hydrocarbon raw materials

интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), а именно объекту учета добычи. Данный этап актуален для пластов, где в результате подсчета запасов была выполнена перекорреляция или переиндексация, а также в случае некорректного учета добычи (когда интервал перфорации привязан к другому пласту) (рис. 1).

После реализации первого этапа часть добычи была перераспределена между пластами, входящими в объект разработки. Добыча некоторых скважин была возвращена на исследуемый объект. Так, из 125 скважин изменение добычи произошло в 45 скважинах, что составило 36 % от общего числа скважин с изменением добычи. Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 2,9 %, добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) уменьшилась на 3,3 %, добыча газа газовой шапки (ГШ) увеличилась на 16,7 %, добыча конденсата увеличилась на 2,7 %. На гидродинамической модели был выполнен первый расчет. Результаты приведены в таблице 1.

На втором этапе проводится анализ ПГИ и их соответствие текущему распределению добычи. При этом учитывается наличие заколонных перетоков, приток из неперфорированных интервалов, проблемы с техническим состоянием скважин.

С учетом этой информации уточняется распределение добычи в соответствии с исследованиями ПГИ. Динамика дебитов до и после исследования рассчитывается аналитически. Данная процедура автоматизирована, если результаты ПГИ представлены в любом цифровом формате (MS Word, Excel и пр.). Схема второго этапа представлена на рисунке 2.

По результатам второго этапа на объекте исследования произошли следующие изменения: по части совместных скважин с пластами БВ16–17 и БВ20–21 анализируемый пласт в добыче участия не принимал, а по части скважин, наоборот, вся добываемая продукция была получена из исследуемого пласта. По некоторым скважинам изменилось процентное соотношение добычи из этого пласта, соответственно, изменились и отборы по нефти и газу.

Так, по 10 скважинам из 125 произошло изменение добычи (это 8 % скважин от общего числа скважин с изменением добычи, принявших участие в перераспределении). Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,6 %, добыча ПНГ уменьшилась на 2,5 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 2,5 %, добыча конденсата уменьшилась на 7,2 % относительно показателей до перераспределения. Так же, как и в первом этапе, был выполнен расчет гидродинамической модели (табл. 1).

Третий этап представляет собой перераспределение компонентного состава добываемых углеводородов. Здесь определяется объем добычи каждого компонента по PVT-зависимостям, то есть зависимостям свойств от давления. На каждую конкретную дату по изотермам в зависимости от текущего пластового давления определяются газосодержание, конденсатосодержание и рассчитывается объем добываемых флюидов. Этот этап является актуальным для пластов с газовой шапкой, но проверка выполняется по всем пластам, входящим в объект разработки, т.к. для рассматриваемого объекта характерно превышение текущего газового фактора.

Расчет на данном этапе полностью автоматизирован, в его основе лежит макрос, который был разработан с использованием возможностей языка программирования Visual Basic. Расчет состоит из трех частей.

В первой части рассчитывается газовый фактор путем деления добычи газа на добычу жидких углеводородов, затем расчетное значение газосодержания сравнивается с начальным.

Во второй части учитываются скважины, для которых выполняется условие, что расчетное значение газосодержания больше начального. Суть данной части анализа заключается в том, чтобы выявить скважины с существенным превышением газосодержания для текущих пластовых условий.

В третьей части излишки газа перераспределяются в газ ГШ, при условии наличия перфорированных газонасыщенных интервалов, либо проводится повторная проверка ПГИ на наличие заколонных перетоков газа. Далее по кривым конденсатосодержания уточняется добыча конденсата.

Рис. 2. Принципиальная схема второго этапа разработанной методики перераспределения УВС
Fig. 2. Schematic diagram of the second stage of the developed methodology for the redistribution of hydrocarbon raw materials

Табл. 1. Изменение накопленных показателей по результатам каждого этапа
Tab. 1. Change in accumulated indicators based on the results of each stage

Показатель	До перераспределения	После 1 этапа	После 2 этапа	После 3 этапа	После 4 этапа	% изменение
Нефть, тыс. т	790	767	738	742	742	-6,1
ПНГ, млн м^3	1 125	1 088	1 097	560	560	-50,2
Газ ГШ, млн м^3	3 065	3 576	3 143	3 680	3 496	14,1
Конденсат, тыс. т	513	527	476	472	470	-8,4

В результате проведенных операций было получено покомпонентное распределение добываемой продукции с выделением нескольких скважин, по которым произошло превышение отборов газа. Например, в ходе расчетов были выявлены скважины, располагающиеся в чисто нефтяной зоне, которые согласно отчетности работали с большим значением газового фактора, это говорит о том, что скважина, помимо нефти и растворенного газа, добывала конденсат и свободный газ.

На данном этапе по 65 скважинам из 125 произошло изменение добычи (это 52 % скважин от общего числа скважин с изменением добычи, принявших участие в перераспределении). Накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,1 %, добыча ПНГ уменьшилась на 50,2 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 20,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8 % относительно показателей до перераспределения.

Табл. 2. Сравнение количества скважин и процента изменения добычи по скважинам, участвующим в перераспределении
Tab. 2. Comparison of the number of wells and the percentage of change in production for wells participating in the redistribution

Процент изменения добычи по скважине, %	Количество скважин с изменениями добычи по нефти, шт.	Количество скважин с изменениями добычи по газу, шт.	Количество скважин с изменениями добычи по конденсату, шт.
более 100	0	11	2
100	2	4	2
80	5	5	2
70	9	5	5
60	22	21	19
50	28	29	29
5–49 %	59	50	66

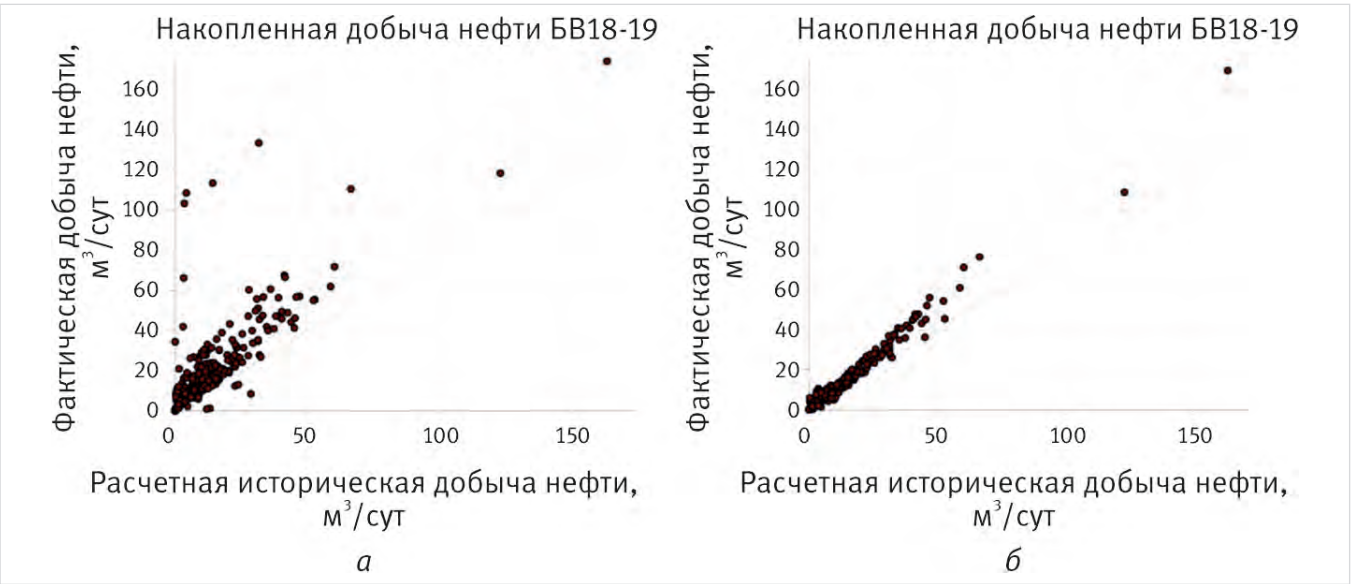


Рис. 3. Сопоставление исторической и расчетной накопленной добычи нефти по скважинам: а — до перераспределения; б — после перераспределения
Fig. 3. Comparison of historical and estimated accumulated oil production by wells: a – before redistribution; б – after redistribution

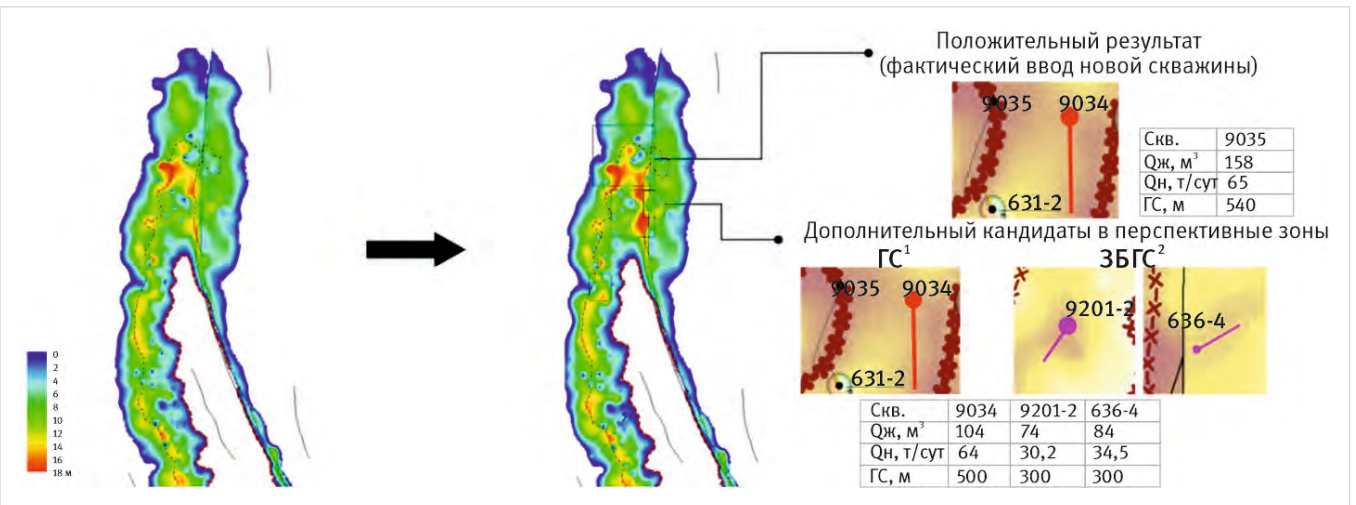


Рис. 4. Схема остаточных нефтенасыщенных толщин объекта БВ18–19
Fig. 4. Scheme of residual oil-saturated thicknesses of the BV18–19 object

Также был выполнен расчет гидродинамической модели с результатами данного этапа (табл. 1).

На четвертом этапе перераспределение добычи углеводородов проводилось только по скважинам, где не удалось выполнить покомпонентное распределение добычи на предыдущем этапе. Эти скважины характеризуются крайне высокими отборами газа, обусловленными плохим техническим состоянием скважин, наличием негерметичности и заклонными перетоками.

На данном этапе перераспределение затронуло всего 5 скважин (4 %) из 125. Накопленная добыча газа газовой шапки увеличилась на 14,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8,4 % относительно показателей до перераспределения (табл. 1).

Результаты перераспределения добычи пласта БВ18-19.

Таким образом, использование представленной методики позволило существенно уточнить перераспределение добычи углеводородов по всем продуктивным пластам объекта. Изменения произошли во всех 125 скважинах (100 %), при этом накопленная добыча нефти по рассматриваемому пласту уменьшилась на 6,1 %, добыча ПНГ уменьшилась на 50,2 %, добыча газа газовой шапки увеличилась на 14,1 %, добыча конденсата уменьшилась на 8,4 % относительно показателей до перераспределения.

Наиболее серьезные изменения произошли при распределении добычи углеводородов по скважинам. Проведенный анализ показал, что в 59 скважинах отмечается изменение добычи нефти в интервале от 5 до 50 %, в 64 скважинах процент изменения составил от 50 до 90 %, и в двух скважинах добыча изменилась на 100 %. Более детальная оценка по скважинам приведена в таблице 2.

Результаты перераспределения добычи углеводородов по представленной методике подтверждаются расчетами, проведенными на гидродинамической модели. На рисунке 3 приводится кроссплот сопоставления исторической и расчетной накопленной добычи нефти по скважинам до и после перераспределения, полученный на ГДМ.

Дополнительно на рисунке 4 приводится сопоставление карт остаточных нефтенасыщенных толщин до и после распределения добычи углеводородов. На картах отчетливо видно изменение районов концентрации остаточных запасов, что потребовало пересмотра ранее намеченной программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) по бурению новых скважин и зарезки боковых стволов.

В результате реализации дополнительных боковых стволов в зонах, которые ранее не планировались под ГТМ, получен прирост нефти от 30 до 35 т/сут при обводненности 35 %, что является положительным результатом для рассматриваемого месторождения и подтверждает корректность применяемой методики.

Итоги

Предложена автоматизированная методика, позволяющая выполнять комплексное распределение добычи: по разрезу, с учетом проводимых исследований; а также перераспределение компонентного состава добываемых углеводородов. Использование данной методики позволяет уточнить распределение добычи углеводородов по продуктивным пластам и компонентам. Представленная методика была применена при подготовке «Технологической схемы разработки». Документ прошел апробацию в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) и в Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию (ЦКР Роснедр по УВС) в 2021 г.

Выводы

Автоматизация ряда этапов позволила существенно сократить время, затрачиваемое на обработку исходной информации. Оценка корректности применяемой методики выполнена с использованием гидродинамического моделирования. В результате чего улучшилось качество адаптации по скважинам, были скорректированы карты остаточных нефтенасыщенных толщин, что позволило скорректировать программу ГТМ.

Литература

1. Бекман А.Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 3. С. 106–122.
2. Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Онегов А.В., Гусаров Е.Д., Андронов С.А., Ященко Г.Г., Жигульский С.В., Виноходов М.А. Верификация остаточных извлекаемых запасов на месторождениях с низкой прогнозной выработкой // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 2. С. 31–38.
3. Пупков Н.В., Кострыгин В.В. Отчет о выполнении научно-исследовательской работы: «Распределение продукции скважин совместно эксплуатирующих несколько продуктивных горизонтов». Тюмень: ООО «ТННЦ», 2017, с. 14

ENGLISH

Results

An automated technique has been proposed that allows for a comprehensive distribution of production: along the section, taking into account ongoing research; as well as the redistribution of the compositional analysis of produced hydrocarbons. The use of this technique makes it possible to refine the distribution of hydrocarbon production by reservoirs and components. The presented methodology was applied in the preparation of the “Technological development scheme”. The document was approved by the State Reserves Committee and the Federal Agency for Mineral Resources (Russia) in 2021.

Conclusions

Automation of a number of stages allowed to significantly reduce the time spent on processing the initial information. The assessment of the correctness of the applied technique was carried out using flow simulation. As a result, the quality of well matching improved, detrital oil-saturated thickness maps were corrected, which made it possible to correct the well intervention program.

References

1. Beckman A.D. New method for splitting production and injection in joint wells using modified crm model. Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 2021, Vol. 7, issue 3, P. 106–122. (In Russ).
2. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Onegov A.V., Gusarov E.D., Andronov S.A., Yaschenko G.G., Zhigulsky S.V., Vinokhodov M.A. Verification of residual recoverable reserves at fields with low forecast production. PRONEFT. Professionally about oil. 2017, issue 2, P. 31–38. (In Russ).
3. Pupkov N.V., Kostrygin V.V. Report on the implementation of research work: “Distribution of production of wells jointly exploiting several productive horizons”. Tyumen: «Tyumen petroleum research center» LLC, 2017, 14 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

У**фимцева Мария Николаевна,** специалист отдела сопровождения Самотлорского месторождения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Ufimtseva Maria Nikolaevna, specialist of the support department of the Samotlorskoye field, «Tyumen petroleum research center» LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломна Московской области. Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям Заказчиков;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов;
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

Российская Федерация, Московская область, г. Коломна, ул. 2 км Малинского шоссе, 10А

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-66-69 УДК 622 I Научная статья

Применение результатов моделирования технологических мероприятий в специализированном программном обеспечении при управлении объектами инфраструктуры промысла

Фоменко И.Ш., Бринстер В.М., Мезенцева Т.А., Мамонов Д.М., Павлов В.П.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
На поздней стадии разработки месторождений наблюдается снижение объемов добычи по сравнению с проектной пропускной способностью инфраструктуры, что приводит к рискам накопления жидкости в элементах системы «пласт — скважина — шлейф». Для устранения потенциальных проблем важно своевременно идентифицировать места скопления жидкости и планировать мероприятия, обеспечивающие режим стабильной работы трубопроводов [3, 4].

Материалы и методы
В статье рассматривается работа газосборной сети с параметрами, соответствующими типичным условиям для месторождений в завершающий период разработки объекта.
Полученные результаты могут быть применены для обоснования проведения технологических мероприятий на промыслах.

Ключевые слова
управление газовым промыслом, добыча газа, инжиниринг добычи, динамическое моделирование, технологический режим

Для цитирования
Фоменко И.Ш., Бринстер В.М., Мезенцева Т.А., Мамонов Д.М., Павлов В.П. Применение результатов моделирования технологических мероприятий в специализированном программном обеспечении при управлении объектами инфраструктуры промысла // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2022- 8-66-69

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 622 I Original paper

Application of the results of modeling of technological measures in specialized software for the management of fishing infrastructure facilities

Fomenko I.Sh., Brinster V.M., Mezentseva T.A., Mamonov D.M., Pavlov V.P.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Abstract
At the late stage of field development, there is a decrease in production volumes compared to the design capacity of the infrastructure, which leads to the risks of liquid accumulation in the elements of the “formation – well –plume system”. To eliminate potential problems, it is important to identify the places of fluid accumulation in a timely manner and plan measures to ensure the stable operation of pipelines [3, 4].

Materials and methods
The article discusses the operation of the gas collection network with parameters corresponding to typical conditions for deposits in the final period of the development of the object.
The obtained results can be applied to substantiate the implementation of technological measures in the fields.

Keywords
gas field management, gas production, production engineering, dynamic modeling, technological regime

For citation
Fomenko I.Sh., Brinster V.M., Mezentseva T.A., Mamonov D.M., Pavlov V.P. Application of the results of modeling of technological measures in specialized software for the management of fishing infrastructure facilities. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-66-69.

Received: 10.11.2022

В настоящее время количество обводненных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, постоянно увеличивается, что приводит к выносу жидкости на участки газосборной сети (ГСС) и образованию жидкостных пробок вплоть до полного перекрытия сечения трубопровода. В зимний период при снижении температур это приводит к образованию гидратов и, как следствие, к значительному увеличению гидравлического сопротивления в шлейфах.

Действующие газовые активы ПАО «НК «Роснефть» (Компания) сопровождаются с помощью интегрированного моделирования (ИМ), включая блок расчетов газосборных сетей [2, 4].

Для обеспечения эффективной работы сетей сбора планируются различные технологические мероприятия для удаления жидкости в ГСС и их реконструкция:

- продувка газопроводов;
- очистка газопроводов с использованием поршней;
- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- реконструкция существующей сети сбора для оптимизации скоростных режимов.

ИМ не позволяет моделировать нестационарные процессы движения газожидкостной смеси и планировать технологические мероприятия, обеспечивающие режим стабильной работы трубопроводов.

Предлагаемый авторами инструмент позволяет заранее оценить эффективность планируемых мероприятий.

В статье представлен анализ влияния наличия жидкой фазы на эффективность эксплуатации газосборной сети и предлагается методика оптимизации режима ее работы на основе результатов моделирования очистки газопроводов от накопленной жидкости без потерь добычи.

Применяемый комплекс инструментов для мониторинга полного цикла технологического процесса

Мониторинг полного цикла технологического процесса сбора, подготовки и транспорта газа осуществляется с использованием комплекса инструментов:

- расчет технологического режима работы скважин с учетом баланса сети сбора и давления на входе дожимной компрессорной станции (ДКС) выполняется в программном обеспечении (ПО) PIPESIM (модель скважин + ГСС);
- расчет материально-теплового баланса установок подготовки (установка комплексной подготовки газа (УКПГ), ДКС) выполняется в ПО HYSYS;
- локализация эксплуатационных рисков в трубопроводах и в отдельных узлах оборудования выполняется на основе результатов моделирования в HYSYS DYNAMICS.

Создание инструмента идентификации рисков на основе моделирования нестационарных процессов обладает рядом преимуществ:

- максимально точная диагностика проблем эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений;
- оценка эффективности планируемых мероприятий, обеспечивающих плановые показатели добычи;
- принятие своевременных решений по реинжинирингу объектов инфраструктуры промысла.

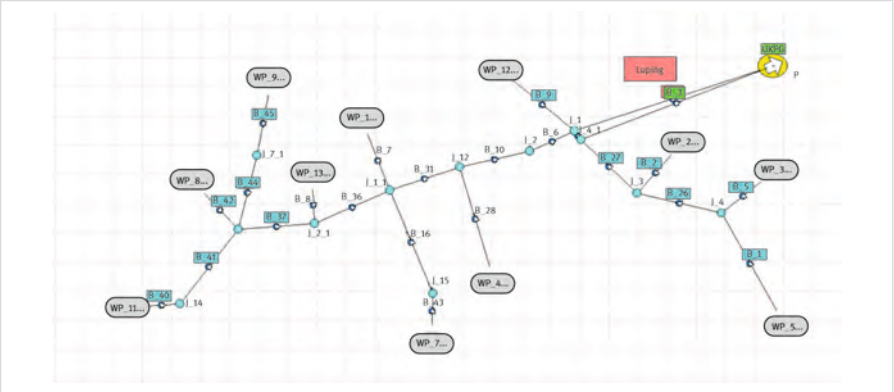


Рис. 1. Схема системы сбора в PIPESIM
Fig. 1. Scheme of the collection system in PIPESIM

Моделирование нестационарных процессов

С целью краткосрочного прогнозирования уровней добычи газового месторождения построена прокси-модель системы сбора с использованием специализированного программного обеспечения PIPESIM (рис. 1).

Модель системы сбора промысла от скважин до точки сдачи УКПГ содержит данные по скважинам — конструкция, инклинометрия и фильтрационные коэффициенты соответствуют скважинам, вскрывающим пласт ПК1, по участкам трубопроводов — длины, диаметры и продольные профили с высотными отметками трасс, учтены сведения об изоляции и способ прокладки.

В качестве исходных данных в модели PIPESIM на скважинах зафиксированы состав газа, количество пластовой и конденсационной воды — учтены через водогазовый фактор (ВГФ), пластовое давление и давление в точке сдачи.

На участке от врезки куста 12 до УКПГ предусмотрен лупинг для повышения пропускной способности системы сбора и обеспечения уровней добычи в проектный период. Данный участок характеризуется протяженностью более 7 км и перепадами высот до 10 м (рис. 2).

Моделирование многофазного потока пластового флюида в нестационарном режиме

Для оценки возможного накопления жидкостных пробок и локализации мест накопления создана модель системы сбора промысла в HYSYS Dynamics. Риски накопления жидкости оцениваются только по сети сбора — модель создана от кустов газовых скважин до входа в УКПГ. В качестве исходных данных на кустах зафиксированы составы газа, добыча газа/воды и линейные температуры, давление в точке сдачи [1].

По результатам моделирования идентифицирование проблемных участков трубопроводов позволяет заблаговременно запланировать мероприятия по увеличению эффективности эксплуатации ГСС.

При текущем технологическом режиме эксплуатации на участках в сторону УКПГ наблюдаются высокие линейные потери давления, что говорит о возможном накоплении жидкости в пониженных местах перед восходящими участками и, как следствие, способствует снижению добычи газовых и газоконденсатных промыслов.

Результаты моделирования нестационарных процессов с использованием специализированного ПО подтвердили накопление жидкости на данных участках.

Авторами было разработано мероприятие последовательного кратковременного отключения каждого трубопровода для обеспечения выноса жидкости в сторону УКПГ и снижения гидравлического сопротивления на участке с лупингом.

Моделирование предложенного сценария выполнялось итерационно — базовый режим работы промысла с образованием жидкостных пробок, режим работы промысла с поочередной остановкой каждого участка для проведения «очистки» участков от накопленной жидкости (на входе в УКПГ транспорт потока осуществляется по одному коллектору) и режим работы промысла с учетом работы двух «очищенных» газосборных коллекторов (ГСК).

Для каждого варианта добыча газа уточнялась на модели PIPESIM с учетом полученного представления об изменении гидравлического сопротивления на общем участке. С учетом этого проводилось повторное моделирование

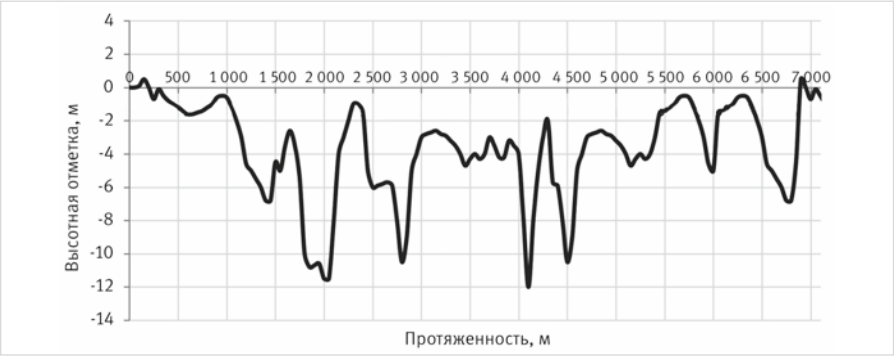


Рис. 2. Продольный профиль участка от точки врезки (т. вр.) К-12 до УКПГ
Fig. 2. The longitudinal profile of the site from insertion point K-12 to UKPG

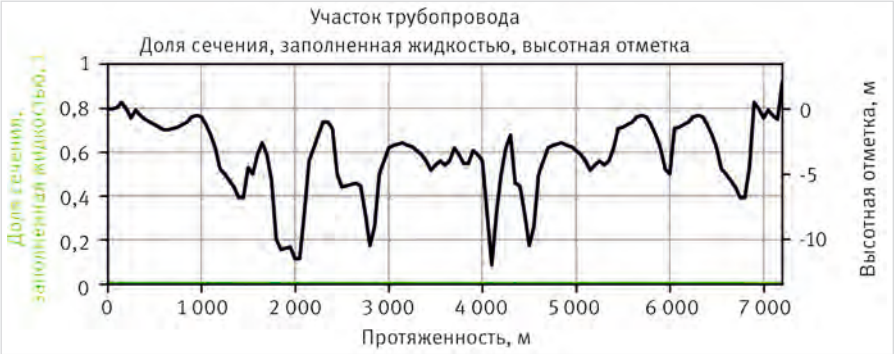


Рис. 3. Накопление жидкости в начале моделирования сценария
Fig. 3. Accumulation of fluid at the beginning of the simulation scenario

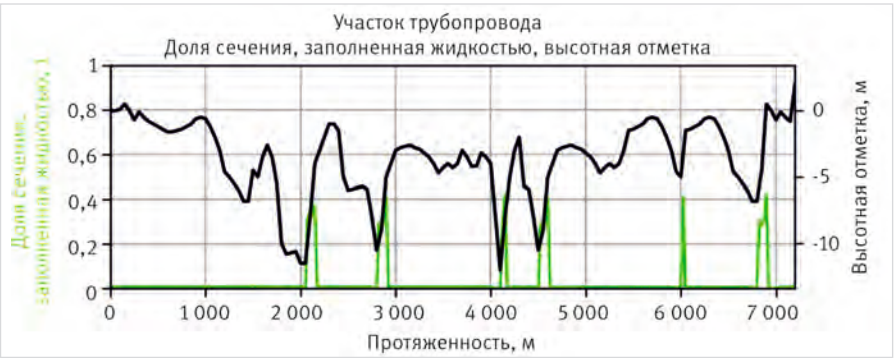


Рис. 4. Накопление жидкости при стабилизации режимов течения на участке от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 4. Accumulation of liquid during stabilization of flow modes in the section from insertion point K-12 to UKPG

Рис. 5. Накопление жидкости после 20 минут «очистки» на участке от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 5. Accumulation of liquid after 20 minutes of "cleaning" in the area from insertion point K-12 to UKPG

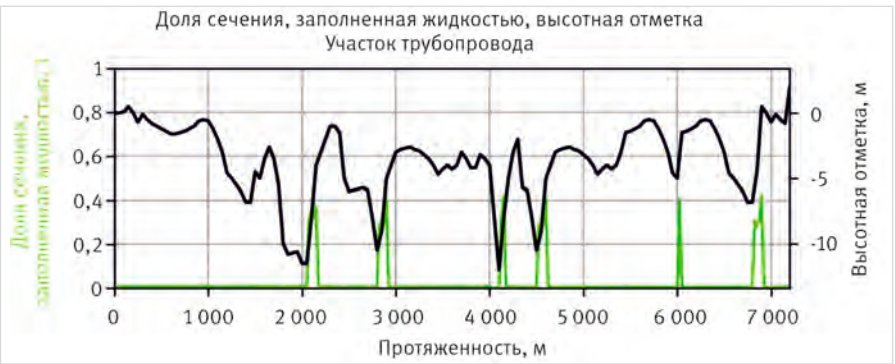


Рис. 6. Продольный профиль участка от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 6. The longitudinal profile of the site from insertion point K-12 to UKPG

с целью уточнения эффекта и временных периодов проведения мероприятия.

В начальный момент моделирования на продолжительных участках трубопроводов в сторону УКПГ, идущих параллельно друг другу, отсутствует жидкость (рис. 3).

Время моделирования работы промысла до выхода на стационарный режим (прекращение накопления и стабилизация перепада давления на участках) составило одни сутки. По окончании моделирования по всем участкам получено распределение Liquid fraction (доля сечения трубопровода, заполненная жидкостью).

В целом для промысла количество участков трубопроводов с наличием рисков накопления жидкости составило 5 ед. Режим работы одного участка от т. вр. К-12 до УКПГ с накоплением жидкости представлен на рисунке 4.

Далее выполнено моделирование процесса очистки газопровода. Время моделирования на режиме с отключением одного участка трубопровода (лупинга) составило 20 минут, что явилось достаточным для получения положительного эффекта и полного выноса накопленной жидкости (рис. 5). Подобная процедура проведена и для второго участка системы сбора.

После запуска потока газа по двум ГСК наблюдается постепенное накопление жидкости, рост перепада давления — и по истечении суток накопление жидкости в трубопроводах достигло объемов, соответствующих начальному режиму работы (рис. 6).

Гидравлические потери, полученные по результатам динамического моделирования сценария «очистки» системы сбора от накопления жидкости для каждого ключевого шага, перенесены в модель PIPESIM для оценки уровней добычи.

На основе оценки уровней добычи и временных периодов каждого шага выполнена оценка эффекта от предлагаемого мероприятия (рис. 7).

Точка 1 соответствует режиму работы промысла с накоплением жидкости на участках ГСС (в работе два газопровода); точка 2 — режим работы при отключении одного участка в момент до «очистки» работающего газопровода; точка 3 — режим работы по одному ГСК, прирост добычи газа происходит за счет снижения потерь давления. Режим работы промысла по двум ГСК после проведения их «очистки» соответствует точке 4. Далее наблюдается постепенное снижение добычи газа за счет накопления жидкости в ГСС (рис. 7).

Итоги

Таким образом, во время проведения очистки наблюдается кратковременное снижение добычи газа, оценочно на 12 тыс. м^3/сут, после запуска «очищенных» участков ГСС наблюдается прирост добычи, компенсирующий кратковременное снижение. Суммарный эффект от технологического мероприятия сохраняется на протяжении одних суток работы промысла и оценивается в дополнительной добыче газа 128,8 тыс. м^3/сут, что составляет 3,8 % от суммарной добычи месторождения.

Выводы

Интегрированное моделирование позволяет выявить проблемные места в работе промысла, однако для проработки решений необходимо моделирование нестационарных процессов.

Динамическое моделирование позволяет

заблаговременно спланировать эффективные технологические мероприятия с целью дальнейшей оптимизации режимов работы сети сбора, минимизации образования жидкостных пробок и повышения уровней добычи промысла.
Результаты моделирования мероприятия для выноса накопившейся жидкости из трубопроводов, представленные в статье, позволили оценить оптимальное время проведения и продолжительность эффекта.
На поздних этапах разработки происходит регулирование режимов работы газосборных сетей за счет управления режимами ДКС (и давлением в системе сбора) и индивидуальными режимами работы скважин для обеспечения оптимальной добычи.

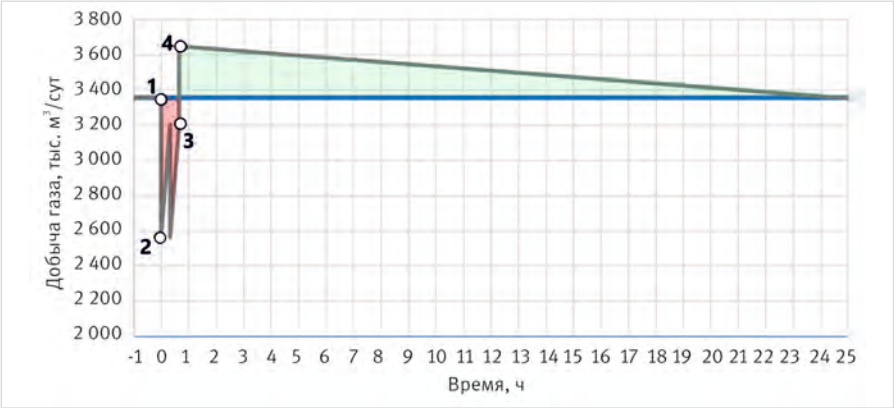


Рис. 7. Зависимость добычи газа месторождения при проведении предложенного мероприятия по очистке трубопровода от накопления жидкости (синяя линия соответствует базовому сценарию, серая линия — предлагаемый сценарий)
Fig. 7. The dependence of the field's gas production during the proposed pipeline cleaning event on the accumulation of liquid (the blue line corresponds to the baseline scenario, the gray line is the proposed option)

Литература

1. Положение Компании № П1-01.03 Р-0021. Экспертиза геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2017.
2. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0147 Создание и экспертиза постоянно действующих интегрированных моделей (ПДИМ) для газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2022.
3. Меньшиков С.Н., Морозов И.С., Мельников И.В., Киселев М.Н., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Повышение производительности газовых промыслов // Газовая промышленность. 2015. № 1. С. 84–87.
4. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Харитонов А.Н., Киселёв М.Н., Одинцов Д.Н., Дарымов А.В., Ильин А.В. Использование систем интегрированного моделирования для обоснования технологического режима работы газового промысла // Нефтепромысловое дело. 2019. № 2. С. 64–69.

ENGLISH

Results
Thus, during the cleaning, there is a short-term decrease in gas production, estimated at 12 thousand m^3/day, after the launch of the "cleaned" sections of the gas gathering network, there is an increase in production, compensating for a short-term decrease. The total effect of the technological event is maintained for one day of operation of the field and is estimated at additional gas production of 128,8 thousand m^3/day, which is 3,8 % of the total production of the field.

Conclusions
Integrated modeling makes it possible to identify problem areas in the work of the fishery, however, modeling of non-stationary processes is necessary to work out solutions.
Dynamic modeling allows you to plan effective technological measures in advance in order to further optimize the modes of operation of the collection network, minimize the formation of liquid jams and increase the production levels of the field.
The results of modeling the event for the removal of accumulated fluid from pipelines, presented in the article, allowed us to estimate the optimal time and duration of the effect.
At the later stages of development, the modes of operation of gas collection networks are regulated by controlling the modes of booster compressor station (and pressure in the collection system) and individual modes of operation of wells to ensure optimal production.

References

1. Company Regulation № P1-01.03 R-0021. Examination of geological and technological models of oil and gas and oil fields. Moscow: "NK "Rosneft" PJSC, 2017. (In Russ).
2. Company Guidelines № P1-01.03 M-0147. Creation and examination of permanently operating integrated models (PDIM) for gas and gas condensate fields. Moscow: "NK "Rosneft" PJSC, 2022. (In Russ).
3. Menshikov S.N., Morozov I.S., Melnikov I.V., Kiselev M.N., Kharitonov A.N., Arkhipov Yu.A. Increasing the productivity of gas fields. Gas Industry, 2015, issue 1, P. 84–87. (In Russ).
4. Menshikov S.N., Varyagov C.A., Kharitonov A.N., Kiselyov M.N., Odintsov D.N., Darymov A.V., Ilyin A.V. The use of integrated modeling systems to substantiate the technological mode of operation of the gas field. Oilfield engineering, 2019, issue 2, P. 64–69. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фоменко Ирина Шокировна, начальник отдела инжиниринговой поддержки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Бринстер Виктория Михайловна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Мезенцева Татьяна Андриановна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мамонов Дмитрий Михайлович, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Павлов Василий Павлович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Fomenko Irina Shokirovna, head of engineering support department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Brinster Victoria Mikhailovna, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Mezentseva Tatiana Andrianovna, leading specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Mamonov Dmitry Mikhailovich, leading specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Pavlov Vasily Pavlovich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74 УДК 622.276 I Научная статья

Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления

Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) характеризуются неблагоприятными для извлечения условиями с позиции свойств нефти либо условий залегания (сосредоточены в залежах низкопроницаемых коллекторов). На данный момент добыча осуществляется преимущественно из традиционных коллекторов, но, как правило, именно сложные запасы обеспечивают основной прирост ресурсной базы нефтяных компаний. Освоение ТРИЗ требует применения новых технологий добычи и значительных капитальных вложений. Залежи нетрадиционных коллекторов характеризуются высокой изменчивостью геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств в зависимости от региона, что диктует необходимость выработки индивидуального подхода к их разработке. Авторами в статье на примере нефтяного месторождения, расположенного в Арктической зоне Российской Федерации, рассматривается подход к выработке технологических решений для ввода в разработку залежи ТРИЗ, характеризующейся низкой проницаемостью, высокой неоднородностью и наличием аномально высокого пластового давления (АВПД).

Материалы и методы
Выполнен анализ опыта освоения залежей трудноизвлекаемых запасов, выявлены ключевые аспекты разработки низкопроницаемых коллекторов. Сформирован подход к тестированию технологий ГРП, развития компоновок заканчивания скважин для многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Определены потенциально эффективные агенты воздействия для освоения ТРИЗ, составлена программа лабораторных исследований для снятия неопределенностей.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, гидравлический разрыв пласта

Для цитирования
Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 70–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74

Поступила в редакцию: 21.11.2022

UDC 622.276 I Original paper

Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure

Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Abstacrt
Tight reserves are characterized by unfavorable conditions for recovery from the position of oil properties or conditions of occurrence (concentrated in deposits of low-permeable reservoirs). At the moment, production is carried out mainly from traditional reservoirs, but as a rule, it is complex reserves that provide the main increase in the resource base of oil companies. The development of tight reserves requires the use of new technologies and significant capital investments. Deposits of unconventional reservoirs are characterized by high variability of geological feature and formation reservoir properties depending on the region, which dictates the need to develop an individual approach to their development. The authors of the article, using the example of oil field located in the Arctic zone of Russian Federation, consider an approach to the development of technological solutions for the development of a tight reserves characterized by low permeability, high heterogeneity and the presence of abnormally high reservoir pressure.

Materials and methods
The analysis of production experience from tight reserves is carried out, the key aspects of the development of low-permeability reservoirs are identified. An approach to testing formation hydraulic fracturing technologies, the development of well completion for multistage formation hydraulic fracturing is given. Potentially effective agents for the development of tight reserves are identified, a program of laboratory studies is created to remove uncertainties.

Keywords
tight reserves, low permeability, formation hydraulic fracturing

For citation
Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Aspects of technological solutions for the development of tight reserves deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 70–74. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74

Received: 21.11.2022

Введение

В настоящее время компания ПАО «НК «Роснефть» активно реализует комплексную стратегию в области геологоразведочных работ в Арктической зоне Российской Федерации. Потенциал по добыче углеводорода (УВ) месторождений на стадии геолого-разведочных работ (ГРР) преимущественно связан с разведанными запасами, которые относятся к категории трудноизвлекаемых. Рассматриваемое месторождение несмотря на значительные запасы не вводилось в разработку из-за отсутствия рентабельных способов добычи.

Основным объектом разработки являются клиноформные отложения нижнехетской свиты, являющиеся аналогом ачимовской свиты. Коллектор представлен чередованием глинистых и песчано-алевритовых пачек. Линзы продуктивного пласта формировались преимущественно благодаря наличию компенсационной впадины — мини-бассейна седиментации, а также наличию многочисленных подводных каналов, все это привело к тому, что отдельные конусы выноса перекрывались между собой, формируя сложнопостроенное песчаное тело, вытянутое на значительное расстояние, с юго-запада на северо-восток, повторяя границы мини-бассейна седиментации. К основным особенностям объекта относятся: низкая проницаемость (0,1–10 мД, в среднем 0,98 мД), обширный этаж нефтеносности (до 100 м), высокая зональная неоднородность и значительная расчлененность (8–30). Таким образом, объект характеризуется сложным геологическим строением и крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), что определяет низкую технологическую эффективность применения традиционных методов освоения скважин и добычи.

Одной из главных характерных особенностей коллекторов нижнехетской свиты в рассматриваемом районе является наличие аномально высокого пластового давления (АВПД) с коэффициентом аномальности 1,6. Основными механизмами образования таких зон в условиях описываемого месторождения могут служить уплотнение глинистых пород, процессы осмоса и геотермические условия недр. Наличие АВПД оказывает как позитивное, так и негативное влияние на подход к разработке. Превышение пластового давления над гидростатическим увеличивает стартовые дебиты добывающих скважин, время естественной эксплуатации без применения вторичных методов, в то же время является осложняющим фактором при бурении и освоении скважин. Возникает необходимость подбора оптимальной конструкции скважин, технологии бурения и цементирования для исключения возможных аварий и осложнений, что ведет к увеличению стоимости. Проведение гидравлического разрыва пласта также осложнено в условиях АВПД, что связано с высокими давлениями закачки.

Помимо сложного геологического строения, отягощающим фактором для начала

Табл. 1. Обзор месторождений аналогов
Tab. 1. Overview of field analogues

Параметр	Рассматриваемое	Viewfield Bakken	Perbina Cardium	Shaunavon	Западная Сибирь	Приобское месторождение
Абсолютная глубина, м	3 560	1 500–1 650	1 200–2 800	1 359	2 700–3 000	2 568
Общая мощность, м	184	44	–	6–20	5–50	40
Эффективная мощность, м	до 100	9	5–8	2–6	2–16	19
Кпр, мД	0,98	1	0,1–5	0,01–0,6	0,3–3	0,01–10
Кпесч, д. ед	0,125	0,19	–	0,30	0,08–0,8	0,15
Кнн, д. ед	0,68	0,49	0,89	0,54	0,33–0,7	0,66
Плотность н, г/см^3	0,83	0,81	0,83	0,92	–	0,87
Газосодержание, м^3/м^3	46	144	77	71	–	75
Вязкость н, сП	1,4	0,3	1,4	0,8	0,4–1,1	1,5
Среднее расстояние между скважинами, м	–	200	400	100–200	500	250
Средняя длина ГС, м	–	1 600	1 000	1 500	500–1 000	500–1 000
Количество стадий ГРП	–	8–16	10	15–20	5	5
Механизм добычи	–	заводнение	ОПР заводнение	ОПР заводнение	заводнение	заводнение
Тип скважин	–	горизонтальная	горизонтальная	горизонтальная	вертикальная/ горизонтальная	вертикальная/ горизонтальная
Метод заканчивания	–	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП

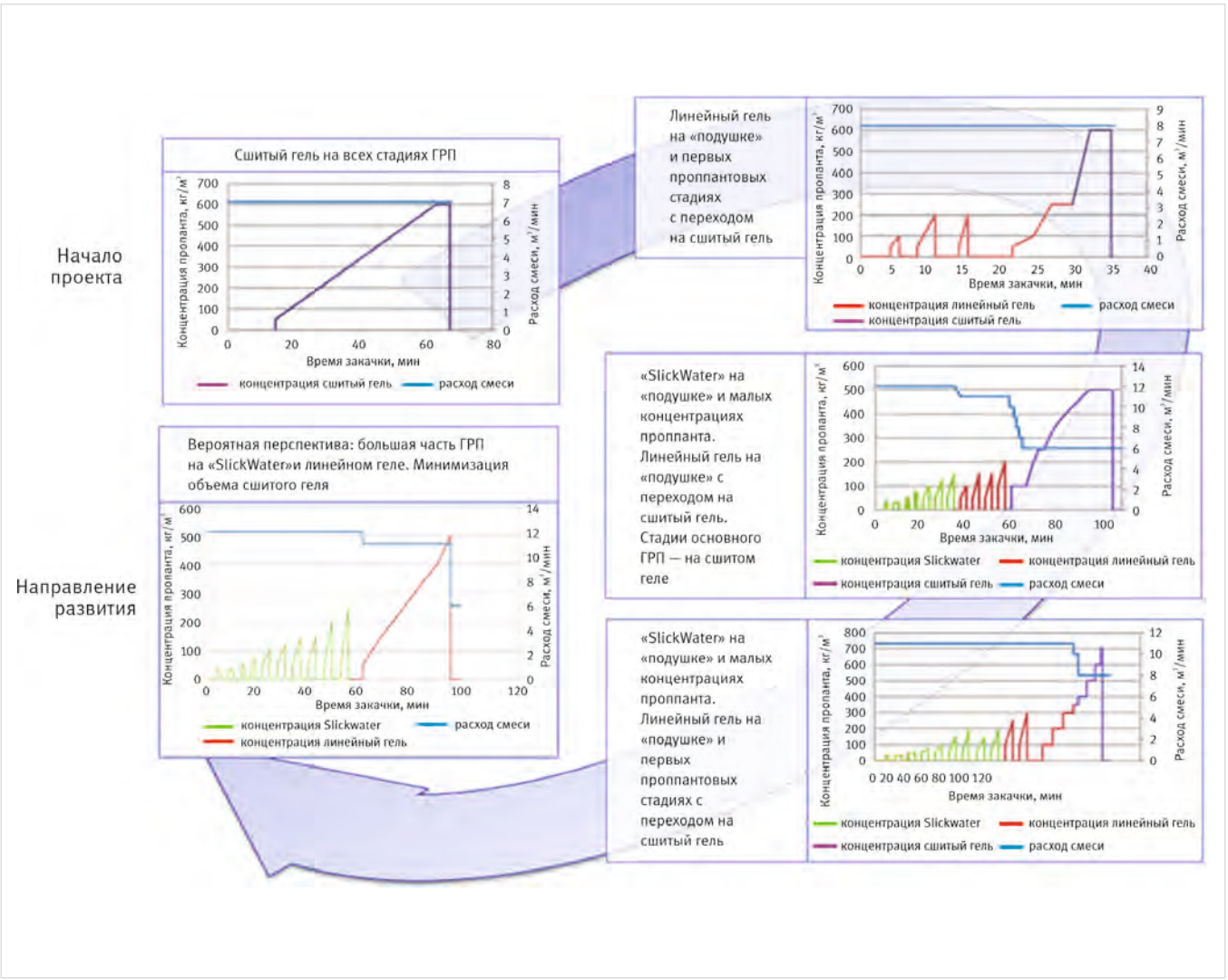


Рис. 1. Стратегия реализации ГРП на участках ОПР
Fig. 1. Strategy for the implementation of formation hydraulic fracturing at the pilot sites

разработки является суровый климат регионов Крайнего Севера, сложный природный рельеф, удаленность от инфраструктурных объектов и транспортных артерий. Ближайшее эксплуатируемое месторождение с развитой инфраструктурой расположено на удалении 160 км. Доставка груза осуществляется в период речной навигации по полноводной реке до порта и далее на объекты строительства и эксплуатации по зимникам.

До ввода в эксплуатацию магистрального трубопровода необходимо предусмотреть варианты утилизации продукции на период опытно-промышленных работ. В основе одного из перспективных вариантов эвакуации нефти рассматривается несколько опций, в т.ч. предполагается организация временного подземного хранилища нефти (ВПХН) в вышележащих пластах.

Технологии разработки залежей ТРИЗ

Анализ опыта разработки месторождений-аналогов позволяет определить основной пул используемых актуальных технологических решений. Подбор месторождений-аналогов осуществлялся на основе базовых параметров пласта: ФЕС, свойств пластовых флюидов, геологического возраста и условий осадконакопления. Важно отметить, что ключевой характеристикой в условиях рассматриваемого месторождения является ультранизкая проницаемость. По каждому соответствующему критериям месторождению произведен анализ используемой сетки скважин, методов заканчивания и механизма добычи.

В силу того, что в Российской Федераций акцент с разработки традиционных коллекторов на ТРИЗ начал смещаться сравнительно недавно, накопленного опыта оказывается недостаточно. Еще в 2010 г. доля ТРИЗ в общей добыче составляла всего лишь порядка 8%, на 2019 г. этот показатель вырос до 20 % [1]. В пределах Российской Федерации разработка высоконеоднородных низкопроницаемых коллекторов сосредоточена в Западной Сибири. Месторождения характеризуются низкими толщинами, разработка ведется преимущественно транзитным, возвратным фондом скважин, бурением боковых стволов для повышения рентабельности разработки. Наиболее представительным разрабатываемым аналогом в ПАО «НК «Роснефть» является Приобское месторождение. Пласт $АС_{11}$ характеризуется схожим клиноформным строением, низкой проницаемостью и высокой неоднородностью.

В то же время в Северной Америке с начала 2000-х годов ведется активная разработка трудноизвлекаемых запасов, пробурены десятки тысяч скважин, ведется совершенствование технологий. Месторождения США относятся к сланцам, имеют отличные условиях образования, проницаемость матрицы сланцев в несколько раз ниже рассматриваемого коллектора, поэтому они не могут считаться аналогами.

Более походящими с точки зрения геолого-физической характеристики являются месторождения Канады. Пик добычи последних лет связан с активной разработкой низкопроницаемых коллекторов с легкой нефтью горизонтальными скважинами с МГРП. На данный момент пробурено более 29 тысяч скважин, накоплен значительный опыт по разработке, закачиванию, технологиям ГРП, данные открыты и доступны для анализа [2]. Анализ проведен по ближайшим аналогам Bakken View, Pembina, Shaunavon, которые характеризуются ультранизкой проницаемостью и схожими свойствами пластовых флюидов (табл. 1). Месторождения являются крупнейшими в Канаде, с длительной историей разработки, таким образом, имеется возможность отследить эволюцию применяемых технологий и определить перспективные направления.

Резюмируя анализ опыта аналогов, можно выделить несколько ключевых аспектов подхода к разработке неоднородных и низкопроницаемых коллекторов:

- смещение акцента с разработки вертикальными скважинами на использование

рядных систем с увеличением плотности сетки, межрядное расстояние 200–400 м;
- выбор в качестве базовой технологии разработки бурение протяженных горизонтальных скважин с МГРП. Длина горизонтального ствола 500–1 600 м с 5–20 стадиями МГРП, на сегодняшний день прослеживается тенденция к увеличению длины ГС до 2 400–3 200 м с сохранением плотности размещения портов ГРП;
- разработка на истощении более эффективна с использованием ГС с поперечными трещинами ГРП по сравнению с продольными;
- целесообразность применения системы поддержания пластового давления (ППД) решается на этапе ОПР. Эффект от ППД прослеживается при проницаемости более 1 мД [2, 3] через 5–15 месяцев после начала закачки, при меньших проницаемостях явно выраженный эффект отсутствует.

В настоящее время рассматриваемое месторождение находится на стадии геологоразведочных работ, собственными данными для проектирования разработки служат результаты опробований поисково-разведочных скважин. В то же время в условиях ТРИЗ с АВПД для повышения эффективности разработки и максимизации добычи необходимо движение в сторону совершенствования технологий. С этой целью планируется пошаговое тестирование и оптимизация технологий ГРП, компоновок заканчивания, агентов воздействия на этапе опытно промышленных работ (ОПР).

Тестирование технологий ГРП

Как показывает практика разработки ультра- и низкопроницаемых коллекторов, проведение ГРП позволяет получить кратный прирост дебита жидкости и, как следствие, дебита нефти [4]. В рассматриваемых условиях проведение ГРП является не столько методом интенсификации добычи, сколько эффективной технологией разработки. Таким образом, совершенствование технологий ГРП является одной из ключевых задач ОПР, влияющих на технологическую и экономическую составляющие проекта.

По мере выполнения ОПР предполагается движение от стандартных ГРП с применением гуаровых жидкостных систем к гибридным системам и альтернативным жидкостям на основе полиакриламида (ПАА). В случае подтверждения геомеханических свойств породы, позволяющих создавать вторичную трещиноватость, рассматривается возможность опробования подходов к ГРП с высокоскоростными закачками и использованием различных типов жидкостей.

При переходе от одной технологии ГРП к другой необходимо учитывать опыт, технические возможности и ресурсы сервисной компании по ГРП. В период реализации проекта в направлении ГРП могут появиться новые технологии и решения, которые будут рассмотрены к внедрению. Концептуальная схема развития подхода к планированию ГРП представлена на рисунке 1.

Текущие решения и потенциальное развитие компоновок заканчивания для МГРП

В качестве компоновки заканчивания для МГРП на первоочередных участках ОПР выбрана нецементируемая компоновка хвостовика с муфтами ГРП, активируемых растворимыми шарами, с возможностью закрытия/открытия после разбуривания посадочных седел. Данная компоновка широко применяется на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» (более 70 % скважин с МГРП), наработан большой опыт, максимально проработаны конструкция и технология работы с ней, имеется значительный пул поставщиков оборудования как зарубежных, так и отечественных. Все это позволяет максимально снизить риски на первоначальном этапе ОПР и сосредоточиться на выполнении работ по ГРП и оценке эффективности эксплуатации скважин с МГРП.

Будущее развитие компоновок заканчивания будет зависеть от полученного опыта, понимания эффективности технологий ГРП, длин горизонтальных стволов, дополнительных задач и требований к компоновкам заканчивания. На текущий момент потенциально перспективным решением для условий проекта является технология равнопроходных муфт ГРП, активируемых сбрасываемыми с поверхности пробками (дартами) как растворимыми, так и не растворимыми и технология Plug&Perf на кабеле [5], которые позволяют снять ограничения по количеству стадий ГРП.

Особый интерес для проекта представляет технология Zipper Frac [6]. ГРП по методу Zipper Frac одновременно выполняется на нескольких скважинах, горизонтальные стволы которых пробурены на небольшом расстоянии друг от друга с одной кустовой площадки, при этом соблюдается специальная последовательность стимуляции: между первым и вторым интервалами ГРП размещается третий интервал в соседней скважине. Смена последовательности гидроразрыва изменяет напряжение в области между портами ГРП и активирует дополнительные трещины. Хотя изначально метод Zipper Frac разрабатывался для повышения операционной эффективности, он обеспечивает и значительные преимущества для добычи — повышение извлекаемых запасов и продуктивности скважин.

Тестирование вытесняющих агентов

Анализируя опыт разработки месторождений аналогов, заводнение является эффективным в среднем при проницаемости более 1 мД. На эффективность ППД оказывает влияние и множество других факторов, таких как расчлененность коллектора, фазовая проницаемость по воде, текущее пластовое давление, технологические ограничения, степень водоподготовки. По результатам анализа керна песчаник нижнехетской свиты находится в диапазоне проницаемости 0,1–10 мД, в среднем 0,98 мД. Таким образом, опираясь на опыт разработки месторождений-аналогов, заводнение может быть малоэффективным в зонах ухудшенных ФЕС и требует доизучения на этапе ОПР.

При наличии зон с ухудшенными ФЕС эффективность заводнения может снижаться. Помимо закачки воды, на участках ОПР рассматривается возможность закачки углеводородного и углекислого газа, комбинации из оторочек газа и воды. Высокое пластовое давление, предположительно, будет обеспечивать смешивающийся режим вытеснения для всех видов газов. При этом необходимо уточнить прогноз пластового давления на момент предполагаемой реализации закачки газа и оценить прогнозируемый режим вытеснения в этих условиях.

По данным мирового опыта, в случае смешивающегося вытеснения при закачке жирного газа, прирост КИН составляет до 8–12 %, в случае закачки CO_2 — до 10–15 % [7–9]. Для частичного снятия неопределенностей планируется провести серию лабораторных экспериментов (VIT-тест; определение МДС на длинных трубках; определение Квыт для воды, газа и ВГВ; определение ОФП в системе нефть-вода и нефть-газ). Полученные данные планируется использовать для уточнения эффективности газовых МУН в условиях рассматриваемого месторождения с помощью композиционного гидродинамического моделирования.

Итоги

Анализ опыта разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами показывает необходимость бурения протяженных горизонтальных скважин с МГРП по плотной сетке скважин. Применение заводнения позволяет получить прирост КИН, однако в нижнем диапазоне проницаемости явно выраженный эффект в аналогичных пластах отсутствует. Дополнительно рассматривается применение газовых агентов воздействия. В настоящее время ведется формирование программы исследований, выполнена предварительная оценка эффективности газовых МУН. Сложное строение залежей ТРИЗ, высокая неоднородность свойств, уникальные геологофизические свойства, различная оснащенность инфраструктурой в зависимости от региона диктуют необходимость выработки индивидуального подхода к освоению сложных запасов с точки зрения конструкций скважин, технологий ГРП и применяемых агентов воздействия. С целью минимизации геологических рисков и неопределенностей, повышения эффективности проектных решений при подготовке актива к промышленной эксплуатации предусмотрено поэтапное выполнение опытных работ по отработке технологий освоения скважин (тестирование ГРП, МГРП), определению коэффициента продуктивности, темпов падения и оценки эффективности агентов вытеснения.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы при формировании технологических решений по разработке залежей ТРИЗ. По результатам исследования определен набор используемых актуальных технологий, применяемых при разработке залежей ТРИЗ, сформирован подход к отработке технологии ГРП и развития компоновок заканчивания, определены потенциально эффективные агенты воздействия.

Литература

1. Клубков С.В., Мосоян М.М. Не вся нефть «черное золото» // Национальный отраслевой журнал. 2020. № 21. С. 35–41.
2. Карпов В.Б., Паршин Н.В., Слепцов Д.И., Моисеенко А.А., Рязанов А.А. и др. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов // SPE182572-RU. 2016.
3. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Белоногов Е.В., Самоловов Д.А. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 56–59.
4. Economidies M.J., Marongiu-Porcu M., Yang M., Martin A.N. Fracturing horizontal

transverse, horizontal longitudinal and vertical wells: criteria for decision. Canadian Unconventional Resources and international petroleum conference, October 19–21, 2010, SPE-137328-MS. (In Eng).
5. Ганиев Б., Лутфуллин А., Мухлиев И., Хусаинов Р., Гарифуллин А., Постнов Т., Постнов А. Создание новых технологий МГРП для внедрения в горизонтальные скважины на нефтяных месторождениях Республики Татарстан. Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2019. SPE-196968-MS.
6. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 8–10, 2012, SPE-159786-MS. (In Eng).
7. Kulkarni M.M., Rao D.N. Experimental investigation of miscible secondary gas injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 9–12, 2005, SPE-95975-MS. (In Eng).
8. Hoier L., Cheng N., WhitsonRao C.H. Miscible gas injection in undersaturated gas-oil systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004, September 26–29, SPE-90379-MS. (In Eng).
9. Sohrabi M., Danesh A., Tehrani D.H. Oil recovery by near-miscible SWAG injection. SPE Europec/EAGE Annual Conference, June 13–16, 2005 SPE-94073-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

An analysis of the experience of developing fields with tight reserves shows the need to drill extended horizontal wells with multistage hydraulic fracturing with close well spacing pattern. The use of water flood makes it possible to obtain an increase in oil recovery factor, however, in the lower range of permeability, there is no significant effect in similar formations. Additionally, the use of gas agents of increasing oil recovery is considered. Currently, a research program is being formed, a preliminary evaluation of the effectiveness has been carried out. The complex structure of tight reserves deposits, high heterogeneity of properties, unique geological and physical properties, different infrastructure equipment depending on the region dictate the need to develop an individual approach to the development of complex reserves from the point of view of well design, formation hydraulic fracturing technologies and applied agents for oil recovery. In order to minimize geological risks and uncertainties, increase the efficiency of technological solutions, preparing an asset for commercial operation, it is planned to carry out pilot works on testing well development technologies (formation hydraulic fracturing, multistage formation hydraulic fracturing), determining productivity index, decline rate and evaluating the effectiveness of displacement agents.

Conclusions

The results of the stud y can be used in the formation of technological solutions for the development of tight reserves deposits. Based on the results of the study, a complete set of current technologies used in the development of tight reserves deposits was determined, an approach to the development of hydraulic fracturing technology and completion technologies was formed, potentially effective agents were identified.

References

1. Klubkov S.V., Mosoyan M.M. Not all oil is “black gold”. National Industry Journal, 2020, issue 21, P. 35–41. (In Russ).
2. Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I., Moiseenko A.A., Ryazanov A.A., etc. Improving the efficiency of the development of a large HTR field in Western Siberia based on the experience of Canadian analog deposits, SPE182572-RU, 2016. (In Russ).
3. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Kubochkin N.S. Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing. Oil industry, 2016, issue 12,P. 56–59. (In Russ).
4. Economidies M.J., Marongiu-Porcu M., Yang M., Martin A.N. Fracturing horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical wells: criteria for decision. Canadian unconventional resources and international petroleum conference, October 19–21, 2010, SPE-137328-MS. (In Eng).
5. Ganiev B., Lutfullin A., Muhliev I., Husainov R., Garifullin A., Postnov T., Postnov A. Creation of new multistage frac technologies for implementation in horizontal wells in oil fields of the Republic of Tatarstan. SPE Russian Petroleum Technology Conference October 22–24 2019, Moscow, SPE-196968-MS. (In Russ).
6. Rafiee M., Soliman M.Y., Pirayesh E. Hydraulic fracturing design and optimization: a modification to zipper frac. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 8–10, 2012, SPE-159786-MS. (In Eng).
7. Kulkarni M.M., Rao D.N. Experimental investigation of miscible secondary gas injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 9–12, 2005, SPE-95975-MS. (In Eng).
8. Hoier L., Cheng N., WhitsonRao C.H. Miscible gas injection in undersaturated gas-oil systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004, September 26–29, SPE-90379-MS. (In Eng).
9. Sohrabi M., Danesh A., Tehrani D.H. Oil recovery by near-miscible SWAG injection. SPE Europec/EAGE Annual Conference, June 13–16, 2005 SPE-94073-MS. (In Eng)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анкудинов Александр Анатольевич, начальник отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Стариков Максим Александрович, главный специалист группы сопровождения проектных работ отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Ankudinov Alexander Anatolyevich, head of the department of department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Starikov Maxim Alexandrovich, senior specialist of the project work support group of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mastarikov@tnnc.rosneft.ru

LIVING SNAB

ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

- ТРУБЫ
- СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

- **ВНУТРЕННЕЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ДВУХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с термоплавким адгезивом
- **НАРУЖНОЕ ТРЁХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, термоплавким адгезивом

Технологии сварки аттестованы в НАКС

СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- ТЗ ЗАКАЗЧИКА

- качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие
- спецдетали любой сложности по чертежам Заказчика, как плоские — так и пространственные (трехмерные)
- соблюдение геометрии деталей
- входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный
- проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля

Качество нашей продукции соответствует ГОСТ и ТУ и подтверждается сертификатами качества.

423450, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, Объездной Тракт, д.9
+7 (8553) 38-09-06, +7 (800) 500-82-13
livingsnab@bk.ru, living-snab.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-76-80 УДК 622.276 I Научная статья

Стратегия планирования опытно-промышленных работ для подготовки к вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов уникального месторождения на стадии ГРР

Анкудинов А.А.[1], **Архипов В.Н.**[1], **Стариков М.А.**[1], **Сорокин А.В.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе рассмотрен подход к освоению запасов уникального месторождения, пласты которого характеризуются значительной неоднородностью, низкой проницаемостью, аномально высоким пластовым давлением. По геолого-физической характеристике отложения относятся к трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Выбор стратегии полномасштабного освоения планируется произвести по результатам апробации технологий на участках опытно-промышленных работ (ОПР). В работе предлагается подход к стадийному планированию ОПР «от простого к сложному», позволяющий снизить риски при реализации работ и сократить время принятия решений.

Материалы и методы
Приведено обоснование участков ОПР рассматриваемого месторождения, выбраны тестируемые технологии. Разработана детальная программа исследовательских работ, включающая все передовые методы контроля в условиях ТРИЗ. Сформирована стратегия освоения запасов, определены ключевые точки получения информации.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, опытно-промышленные работы

Для цитирования
Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А., Сорокин А.В. Стратегия планирования опытно-промышленных работ для подготовки к вводу в разработку трудноизвлекаемых запасов уникального месторождения на стадии ГРР // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 76–80. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-76-80

Поступила в редакцию: 24.11.2022

UDC 622.276 I Original paper

The strategy of planning pilot works to prepare tight reserves of a unique field for the development at the exploration stage

Ankudinov A.A.[1], **Arkhipov V.N.**[1], **Starikov M.A.**[1], **Sorokin A.V.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia
mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper considers an approach to the development of a unique field, which reserves are characterized by significant heterogeneity, low permeability, abnormally high reservoir pressure. According to the geological characteristics, the reserves are hard to recover. The strategy selection for full-scale development is planned to be made based on the results of technology testing at the sites of pilot works. The paper proposes an approach to stage-by-stage planning "from simple to complex", which allows risks mitigation during the implementation of work and reducing decision-making time.

Materials and methods
The justification of the pilot sites of the field under consideration is given, tested technologies are selected. A detailed research program is developed, including all advanced methods for tight reserves. A strategy for the development of reserves is formed, key points for obtaining information are identified.

Keywords
tight reserves, low permeability, pilot project

For citation
Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A., Sorokin A.V. The strategy of planning pilot works to prepare tight reserves of a unique field for the development at the exploration stage. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 76–80. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-76-80

Received: 24.11.2022

Введение

Развитие концептуального подхода [1] к освоению малоизученных запасов подразумевает детальное проектирование ОПР, включающее в себя обоснование участков работ, выбор технологий для их апробации с привязкой к геолого-физическим условиям, формирование этапности работ, программы исследований.

Основная цель ОПР — получение информации о тестируемых технологиях для их тиражирования и запуска месторождения в промышленную разработку (ПРМ). Выбор оптимальных решений возможен при наличии следующих данных: результаты бурения и освоения скважин, запускные дебиты скважин различных конструкций, темпы падения, характеристики вытеснения, оценка эффективности системы заводнения и других агентов воздействия.

Изучаемый объект — уникальное месторождение, характеризующееся значительной площадью нефтеносности, что в совокупности со сложным геологическим строением (высокая неоднородность, низкая проницаемость, большой этаж нефтеносности, изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения) требует выделения нескольких участков ОПР. При этом реализация работ на участках должна быть синхронизирована для возможности своевременной корректировки решений на период ПРМ. Одновременно с этим необходимо учитывать экономическую и организационную составляющую: каждая тестируемая технология, количество исследований и время отработки должны быть обоснованы.

С учетом имеющихся ограничений по транспорту продукции на период строительства инфраструктуры и поставленных задач предлагается формирование программы ОПР, включающей выбор участков, обоснование тестируемых технологий и комплекс исследовательских работ. Количество участков ОПР продиктовано необходимостью в сжатые сроки определить оптимальную технологию освоения запасов.

Выбор участков ОПР

Расположение опытно-промышленных участков рационально выбрать в районах пробуренных поисково-разведочных скважин, охарактеризованных результатами опробований и интерпретации ГИС. По данным анализа бурения, в пределах месторождения выделяется две принципиально различные зоны по толщинам, связанности и продуктивности. Для северной части характерны пониженные эффективные нефтенасыщенные толщины и ФЕС относительно южной (рис. 1). В соответствии с распределением запасов, основной объем тестируемых технологий запланирован в южной части на трех участках ОПР, на северной запланировано два.

Выбор апробируемых технологий

На участках предусмотрено поэтапное усложнение конструкций скважин начиная с наклонно направленных скважин (ННС) до протяженных горизонтальных стволов (ГС) 1 500 м. С целью наработки опыта проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и оптимизации дизайна предусмотрено бурение нескольких скважин одной конструкции. По всем типам скважин планируется провести анализ запускных дебитов, темпов падения дебита жидкости,

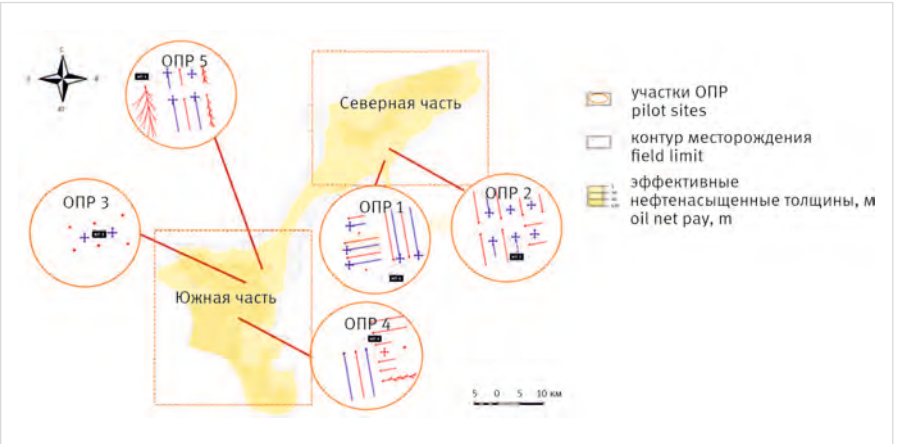


Рис. 1. Концептуальное представление участков ОПР
Fig. 1. Conceptual representation of pilot sites

динамики коэффициента продуктивности, газового фактора, обводненности, эффективности системы поддержания пластового давления (ППД).

Как показывает анализ опыта разработки месторождений-аналогов [2–4], базовой технологией для низкопроницаемых коллекторов является бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) с организацией ППД. Увеличение длины горизонтального ствола с ростом количества стадий ГРП ведет к повышению экономической эффективности разработки путем снижения капитальных затрат на отсыпку и бурение (снижения количества скважин). В связи с чем на участках ОПР предусмотрено поэтапное усложнение конструкции с увеличением длины ГС от 500 до 1 500 м.

В районах с пониженной проницаемостью планируется тестирование горизонтальных скважин с поперечными трещинами ГРП на истощении с последующей эксплуатацией на режиме истощения пластовой энергии, с сохранением опции перевода в ППД. Как показывает практический опыт разработки [2–4], заводнение является эффективным в среднем при проницаемости более 1 мД. Согласно предварительным расчетам, на участках с ухудшенными свойствами перспективным является применение газовых методов воздействия на пласт путем закачки газа (ПНГ/CO_2) в режиме смешивающегося вытеснения. Таким образом, на этапе ОПР будет получена информация по эффективности разработки на естественном режиме по сравнению с режимом ППД водой и закачкой газа.

В зонах наибольших общих и нефтенасыщенных толщин предполагается бурение ННС по причине риска неполного охвата всего разреза трещинами в случае бурения ГС с МГРП. Альтернативой может быть бурение ГС по «двойной сетке», когда стволы скважин расположены друг над другом для полного охвата продуктивного интервала. На участках с ННС, по результатам многовариантных расчетов на гидродинамической модели, обоснована пятиточечная система из наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин с ГРП с расстоянием между добывающей и нагнетательной скважинами до 350 м.

На участках с повышенной продуктивностью по результатам опробований предлагается испытать технологию бурения многозабойных скважин различной конструкции с проходкой по коллектору от 500 до 10 000 м.

Программа исследовательских работ

Для контроля за разработкой, принятия решения по дальнейшему разбуриванию, снижения геологических, технологических и экономических рисков разработана программа исследовательских работ на скважинах.

В условиях освоения трудноизвлекамых запасов, требующих массового применения ГРП и большого количества фонда к бурению, особенно важным становится процесс анализа результатов проведенных операций для последующего качественного планирования. Большинство промысловых исследований направлены на решение задач, связанных с оптимизацией ГРП:

- изучение азимута распространения и геометрии трещин ГРП, авто-ГРП;
- мониторинг высоты и полудлины трещин ГРП;
- контроль за выработкой пластов, эффективностью конструкции скважин;
- оценка продуктивности скважин и ФЕС пласта;
- оценка взаимного влияния скважин, связанности коллектора.

Изучение геометрии трещин ННС

Для калибровки геомеханической модели и отработки технологии ГРП на ранних этапах работ принципиально важной является информация о высоте трещины ГРП. Планируется применение нескольких методов определения высоты трещины ГРП для взаимного контроля и верификации полученных результатов: по данным кросс-дипольного АКШ в открытом стволе и после ГРП, по данным термометрии после операции ГРП. Дополнительную информацию можно получить путем закачки нерадиоактивного проппанта с проведением ИННК до и после ГРП для определения закрепленной высоты трещины с учетом оседания проппанта.

Изучение геометрии трещин ГС

Проведение микросейсмического мониторинга (МСМ) является одним из основных инструментов изучения геометрии трещин МГРП в ГС. Технология позволяет получить облако событий в области утечек при формировании трещины ГРП, в том числе в реальном времени (рис. 2) [5].

Регистрация микросейсмической активности производится сейсмоприемниками, спускаемыми на кабеле в обсаженный ствол

наблюдательной скважины, датчики регистрируют сейсмограммы событий, вызванных развитием трещины ГРП. Микросейсмический мониторинг позволяет оценить длину и азимут развития трещины, последовательности возникновения событий, их размер и механизм. Для повышения качества проведения исследования необходимо предусмотреть возможность остановки бурения скважин и работы ЭЦН на кустовой площадке при проведении операции МГРП в ГС.

Оценка эффективности конструкции ГС с МГРП

Получение информации о текущем состоянии конструкции ГС, контроль за выработкой пласта осуществляется при помощи комплексирования технологий профилеметрии:

- применение полимернопокрытого маркированного проппанта с отбором проб и проведением лабораторных исследований на наличие маркеров в пробе;
- измерение профиля притока с использованием ГНКТ через Y-tool на добывающих скважинах с периодичностью раз в год для верификации альтернативного метода оценки профиля притока при помощи маркированного проппанта.

Технологии профилеметрии в горизонтальных скважинах позволяют оптимизировать технические решения по заканчиванию на ранней стадии разработки. Стоит отметить, что для проведения трассерных исследований методом закачки маркированного проппанта не требуется остановка скважины, что позволяет выполнить множество циклов исследований без потери добычи и обеспечить качественные данные для определения темпов падения. Применение метода позволяет избежать рисков, возникающих при внутрискважинных операциях с ГНКТ или трактором.

Гидродинамические исследования скважин

Исследование скважин классическими методами ГДИС в ультра- и низкопроницаемых коллекторах становится невозможным ввиду необходимости высокой продолжительности исследований для получения достоверных результатов. Необходимое время остановки на КВД ГС с МГРП может достигать 3 000 часов и более для выхода на позднее радиальное течение (ПРТ). В связи с этим основным методом изучения скважин предполагается анализ данных добычи (АДД), который не требует длительных остановок. Для повышения качества исследований методом АДД необходимо:

- проведение КВД 500 часов после кратковременной отработки на запуске скважины. Кратковременная остановка не обеспечит выход на ПРТ, но позволит оценить начальный скин-фактор скважины и поможет настроиться на начальный период работы и начальное пластовое давление;
- периодические замеры пластового давления по 240 часов для оценки динамики изменения пластового давления и скин-фактора скважины;
- использование меченного проппанта в ГС с МГРП (с привлечением ПГИ на Y-tool для верификации исследований) с целью получения информации о текущем распределении притока по портам.

Программа реализации опытно-промышленных работ

Существующий опыт проектирования ОПР для ввода в разработку аналогичных отложений в Российской Федерации [6] может быть использован для небольших залежей, обширная площадь нефтеносности и высокая вариативность геологического строения требуют усложнения программы опытных работ. По результатам проработки тестируемых конструкций и программы промысловых исследований сформирована последовательность реализации работ на каждом участке ОПР по единому принципу «от простого к сложному».

Далее рассмотрим этапность работ на примере одного из участков с наибольшим комплексом тестируемых технологий. Программа разделена на три этапа, предполагающих последовательное усложнение технологий (рис. 3).

Первый этап: обеспечение экологичного подхода к разработке на период опытных работ, бурение специальных скважин для утилизации воды и закачки нефти во временное подземное хранилище в вышележащих более проницаемых пластах.

Второй этап: бурение ННС и ГС 500 м с 5 МГРП, ориентация поперек регионального стресса горных пород для обеспечения максимального охвата. С целью оценки характера распространения трещин МГРП запланировано проведение скважинного микросейсмического мониторинга в наблюдательной ННС. В ГС с МГРП предполагается использовать маркированный проппант для контроля выработки запасов по стволу и оценки эффективности системы заканчивания. Проведение АКШ до и после ГРП в ННС необходимо для оценки гидравлической высоты трещины, что позволит уточнить геомеханическую модель пласта для оптимизации дизайна МГРП в ГС.

По текущему представлению о геомеханических свойствах пород трещина развивается преимущественно вверх, вследствие чего проводка горизонтального ствола планируется в нижней части разреза. Масса проппанта 150 т на порт, предположительно, позволит получить высоту трещины 100 м, что является достаточным для охвата продуктивного разреза. Для снижения рисков при реализации МГРП на первых этапах планируется применение массовой технологии заканчивания — муфты ГРП, активируемые шарами, с опцией последующего закрытия/открытия.

Третий этап: бурение ГС 1 000 м с 10 МГРП, ориентация поперек и вдоль максимального стресса для сопоставления показателей разработки. На ГС с поперечными трещинами рассматривается возможность проведения МГРП по технологии Zipper Frac в альтернативе стандартному ГРП. Технология позволяет повысить охват трещинами ГРП, минимизировать риски перекрытия трещин. Любое изменение последовательности гидроразрыва изменяет напряжение в области между трещинами ГРП и активирует дополнительные трещины, которые могут создавать сложную сеть, связанную с основными трещинами гидроразрыва, что приводит к максимальному контакту с пластом и повышению

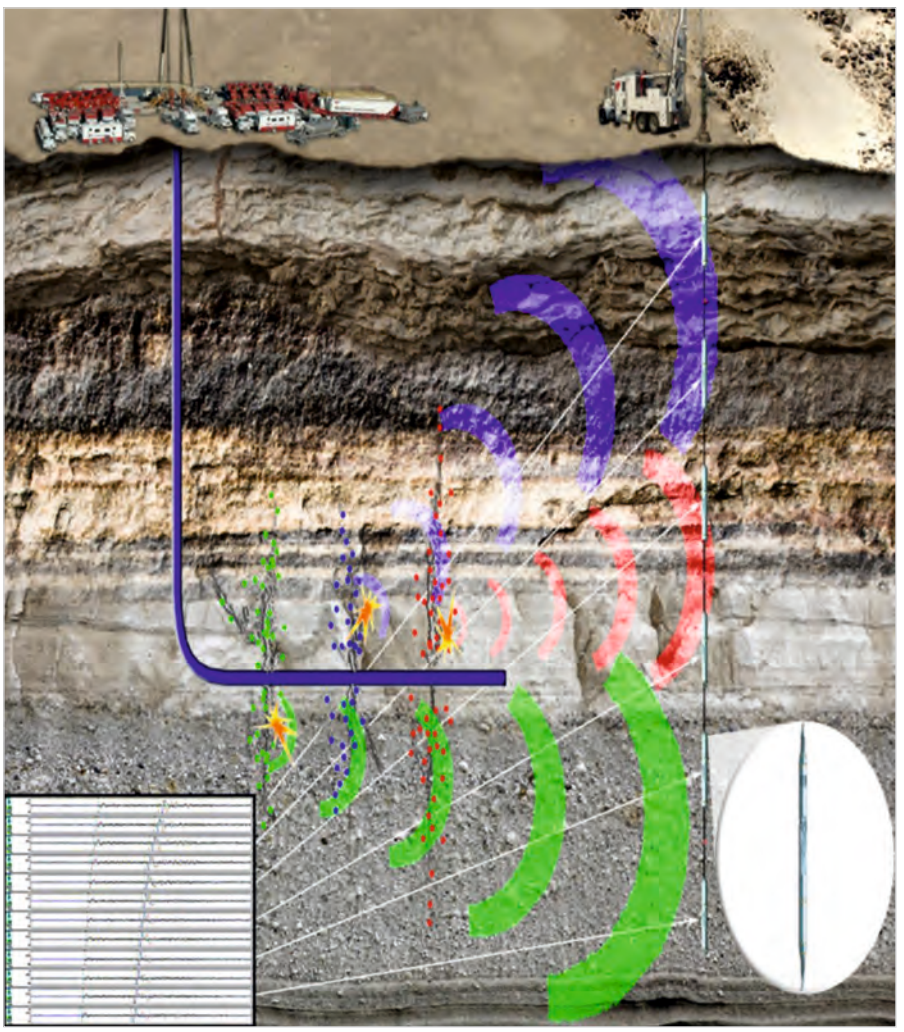


Рис. 2. Концептуальная схема проведения микросейсмических исследований
Fig. 2. Conceptual scheme of microseismic investigations

продуктивности в низкопроницаемых пластах. Для оценки характера распространения трещин МГРП в более протяженных ГС запланировано проведение скважинного микросейсмического мониторинга в наблюдательной ННС.

На третьем этапе рассматривается вопрос корректировки интервала проводки скважин и используемых компоновок заканчивания по результатам бурения, обновления геомеханической модели, проведения МСМ на первом этапе.

Четвертый этап: бурение протяженных ГС 1 500 м с 15 МГРП с ориентацией вдоль максимального стресса (при положительном опыте на втором этапе), в том числе рассматривается опция с проводкой стволов «друг над другом» для полного охвата по разрезу. При обнаружении водоносных линз в разрезе и/или близкого контакта воды или газа запланировано тестирование МЗС с длиной основного ствола 1 000 м, шести боковых стволов по 350 м. Компоновка заканчивания для МЗС — спуск в основной ствол не цементируемого перфорированного хвостовика, боковые стволы не обсажены.

В результате детальной проработки программы работ сформирована дорожная карта бурения, освоения, исследований и запуска в работу (рис. 4).

После ввода в эксплуатацию на каждой скважине планируется проведение длительных исследований по снятию индикаторных диаграмм с постепенным увеличением депрессии (1 режим — 7–10 дней) с целью оценки оптимального режима работы, совместной интерпретации ИД и АДД. Для настройки на начальный период работы и калибровки анализа данных добычи запланированы кратковременные остановки на КВД. Для получения информации о текущем состоянии конструкции скважин и верификации альтернативного метода контроля притока (маркированный проппант) предполагается проведение ПГИ с периодичностью раз в год.

С учетом запланированных исследований получение темпов падения дебита жидкости по ННС ожидается на второй год начала работ, по ГС 500 и 1 000 м — на третий год, по ГС 1 500 м — на четвертый год. Таким образом, поэтапный цикл исследовательских работ от простых решений к технически сложным для получения сравнительных характеристик по конструкциям потребует порядка четырех лет. Для сравнения: процесс поиска оптимальных технологических решений на месторождениях-аналогах со сложными запасами может занимать десятки лет [2].

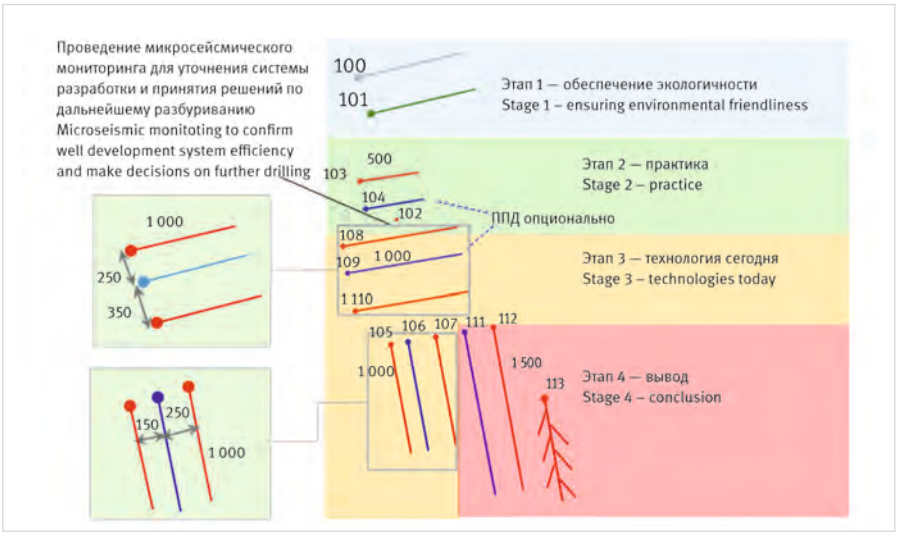


Рис. 3. Схема размещения скважин на участке ОПР
Fig. 3. Well pattern on pilot site

Итоги

Апробацию проектных решений для сложных коллекторов необходимо производить на участках ОПР. Спектр тестируемых технологий на участке подбирается с учетом геолого-физических условий в диапазоне от базовых наклонно направленных и горизонтальных стволов до протяженных ГС и многозабойных скважин, вариаций технологий ГРП (МГРП) и тестирования различных агентов воздействия. Одновременное тестирование технологий на участке ОПР позволит корректно сопоставлять показатели разработки и минимизировать время принятия решений. Для наработки опыта выполнения ГРП и оптимизации дизайна операций предусмотрено поэтапное усложнение конструкций скважин. С целью обеспечения контроля за работой, снижения технологических и экономических рисков разработана детальная программа исследовательских работ, включающая все передовые методы в условиях ТРИЗ: проведение МСМ, мониторинг высоты трещины ГРП, получение данных о текущем состоянии конструкции скважины по данным трассерных исследований и профилеметрии с использованием Y-tool для взаимной верификации исследований. Информация, полученная при проведении работ на участках ОПР, позволит в короткие сроки оптимизировать технологические решения по вводу месторождения в промышленную эксплуатацию, включая выбор оптимальной системы разработки, технологии освоения скважин и агента воздействия. По результатам сформированной стратегии освоения запасов определены ключевые точки получения информации. С учетом этапности работ по бурению и отработке технологии ГРП получение ключевой информации по темпам падения возможно на четвертый год эксплуатации, по эффективности системы ППД — через три года после начала работ.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы при планировании опытно-промышленных работ для подбора и апробации оптимального подхода к освоению запасов залежей ТРИЗ. Предлагаемый подход к стадийному планированию ОПР «от простого к сложному» позволяет снизить технологические риски и сократить время принятия решений.

Литература

1. Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических

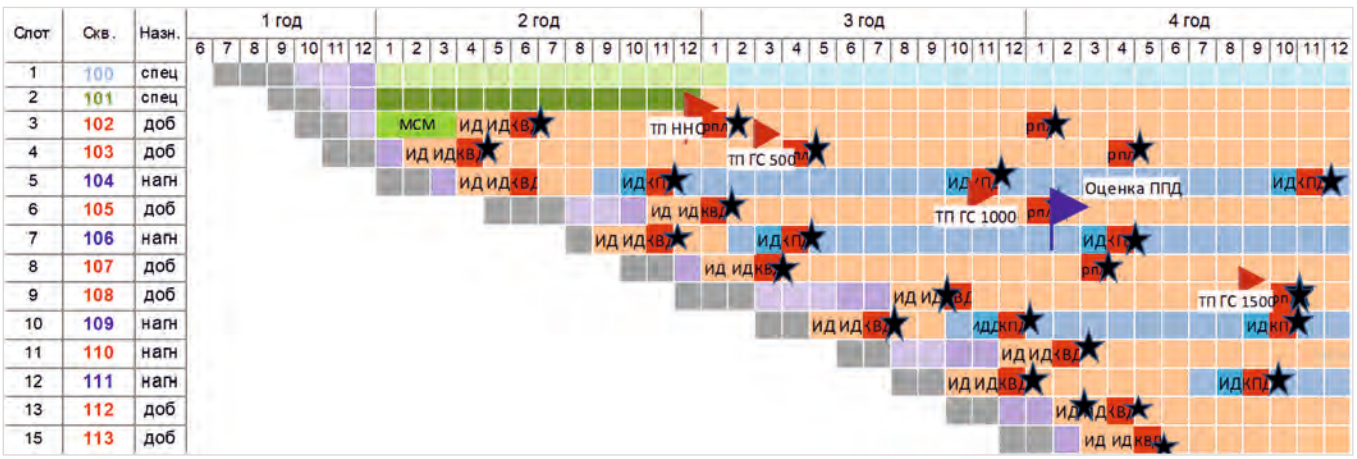


Рис. 4. Принципиальная схема ввода скважин, программа основных исследований
Fig. 4. Schematic diagram of putting wells in production, research program

решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально-высокого пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 70–74.
2. Карпов В.Б., Паршин Н.В., Слепцов Д.И., Моисеенко А.А., Рязанов А.А. и др. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE. Астана, Казахстан. 1–3 ноября 2016. SPE182572-RU. 2016.
3. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeychev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low–permeabilityreservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, October 26–29, 2020, Virtual, SPE-201811-MS. (In Eng).
4. Ситников А.Н., Пустовских А.А., Белоногов Е.В., Самоловов Д.А. Определение оптимального режима разработки низкопроницаемых пластов при проведении многостадийного гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 56–59.
5. Конопелько А., Суковатый А., Митин А. и др. Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов Волго-Уральского региона России. Российской нефтегазовой технологической конференции SPE. 26–28 октября 2015. SPE-176710.
6. Buzaev A., Akhmetov A., Osipenko A. and Sherstoboev E. Oil-Field Exploitation System Features with Horizontal WellsMulti-Stage Fracturing of Achimov Deposits in Case AHRP. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2019. (In Eng).

ENGLISH

Results

Testing of design solutions for tight reserves should be carried out at the pilot project sites. The range of tested technologies at the site is selected taking into account geological and physical conditions in the range from basic directional wells, to extended horizontal wells and multihole wells, variations of formation hydraulic fracturing technologies (multistage formation hydraulic fracturing) and testing of various displacement agents. Simultaneous testing of technologies at the pilot project site allows to correctly compare development indicators and lower decision-making time. In order to gain experience in formation hydraulic fracturing and design optimization, a step-by-step complication of well designs is provided. To ensure control over the work, reduce technological and economic risks, a detailed research program is developed, including all advanced methods for tight reserves: microseismic monitoring, monitoring of the height of the formation hydraulic fracture, obtaining data on the current state of the well design according to tracer analysis and profile logging using Y-tool for mutual verification of surveys. The information obtained during the work on the pilot sites allows in a short time to optimize technological solutions for putting the field into commercial development, including the selection of the optimal development system, well production testing and displacement agents. Key points of information acquisition are identified based on the results of the formed strategy. Taking into account the stages of drilling and development of formation hydraulic fracturing technology, obtaining key information on the decline rate is possible in the fourth year of operation, on the efficiency of the maintain formation pressure system – three years after the start of development.

Conclusions

The results of the study can be used in the planning of pilot works for the selection and testing of the optimal approach to the development of tight reserves. The proposed approach to the stage-by-stage planning of pilot works “from simple to complex” allows reducing technological risks and decision-making time.

References

1. Ankudinov A.A., Arkhipov V.N., Starikov M.A. Features of the formation of technological solutions for the development of HTR deposits characterized by ultra-low permeability and the presence of abnormally high reservoir pressure. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 70–74. (In Russ).
2. Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I., Moiseenko A.A., Ryazanov A.A. et al. Improving the efficiency of the development of a large HTR field in Western Siberia based on the experience of Canadian analog deposits. SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition November 1–3, 2016, Astana, Kazakhstan, SPE182572-RU. (In Russ).
3. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeychev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low–permeabilityreservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, October 26–29, 2020, Virtual, SPE-201811-MS. (In Eng).
4. Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Belonogov E.V., Samolovov D.A., Kubochkin N.S. Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development by wells with multi-stage fracturing. Oil industry, 2016, issue 12, P. 56–59. (In Russ).
5. Konopelko A., Sukovaty A., Mitin A. et al. Microseismic monitoring of multistage hydraulic fracturing in the conditions of complex reservoirs of the Volga-Ural region of Russia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015. (In Russ).
6. Buzaev A., Akhmetov A., Osipenko A. and Sherstoboev E. Oil-Field Exploitation System Features with Horizontal WellsMulti-Stage Fracturing of Achimov Deposits in Case AHRP. SPE-196850-MS, 2019. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анкудинов Александр Анатольевич, начальник отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Стариков Максим Александрович, главный специалист группы сопровождения проектных работ отдела геологии и сопровождения разработки северного нефтяного кластера, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Сорокин Александр Валерьевич, главный геолог, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Ankudinov Alexander Anatolyevich, head of the department of department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, general manager of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Starikov Maxim Alexandrovich, senior specialist of the project work support group of the department of geology and development support of the Northern oil cluster, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mastarikov@tnnc.rosneft.ru

Sorokin Alexander Valerievich, chief geologist, “RN-Vankor” LLC, Krasnoyarsk, Russia

ООО МИП
«НЭС ПРОФЭКСПЕРТ»

ОРГАН
ВАЛИДАЦИИ И ВЕРИФИКАЦИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Лаборатория неразрушающего контроля

Весь спектр разработки документации в области нормирования негативного воздействия на окружающую среду

Комплексные экологические разрешения

Экспертиза промышленной безопасности

Оценка компетентности персонала: сварщиков, инженеров, мастеров, службы технического контроля

Геодезические замеры зданий и сооружений

ЭКОЛОГИЯ
+7 (987) 296•99•78
akutin@nesprofex.com

NESPROFEX.COM

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ
+7 (919) 627•85•58
profexpert_audit@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86 УДК 622.276 I Научная статья

Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины?

Ермаков П.В.[1], Хазипов Р.Л.[1], Решетникова Д.С.[1], Патраков Д.П.[1], Жарков А.В.[2], Набокин И.Р.[2], Фицнер А.Ф.[2], Бурдин А.В.[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия
pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Компания АО «РН-Няганьнефтегаз» является владельцем лицензии на добычу нефти Ем-Еговского и Каменного лицензионных участков (ЛУ) уникального по запасам Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). На сегодняшний день 61 % общей добычи нефти обеспечивает объект ВК1–3 (викуловская свита), а его объем текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) составляет 34 % от запасов месторождения. Порядка 70 % ТИЗ викуловской свиты сконцентрированы в краевых неразбуренных участках залежей на пониженных отметках структурной кровли пласта, и именно они остаются основным источником для поддержания добычи нефти.

Материалы и методы
В данной работе приведен обзор опыта бурения и разработки горизонтальных стволов (ГС) и многозабойных скважин (МЗС), а также применения технологий заканчивания скважин, реализованных с целью эффективного освоения краевых зон объекта ВК1–3 Каменного ЛУ, являющегося полигоном опытно-промышленных работ (ОПР).

Ключевые слова
бурение, разработка, краевые зоны, недонасыщенный коллектор, горизонтальные скважины, многозабойные скважины

Для цитирования
Ермаков П.В., Хазипов Р.Л., Решетникова Д.С., Патраков Д.П., Жарков А.В., Набокин И.Р., Фицнер А.Ф., Бурдин А.В. Что выбрать для освоения низкопроницаемых водонефтяных зон — горизонтальные стволы с многостадийным гидроразрывом пласта или многозабойные скважины? // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 82–86. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86

Поступила в редакцию: 28.10.2022

UDC 622.276 I Original paper

Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells?

Ermakov P.V.[1], Khazipov R.L.[1], Reshetnikova D.S.[1], Patrakov D.P.[1], Zharkov A.V.[2], Nabokin I.R.[2], Fitsner A.F.[2], Burdin A.V.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"RN-Nyaganneftegaz" JSC, Nyagan, Russia
pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Abstract
"RN-Nyaganneftegaz" JSC owns the license for oil production at the Em-Egovsky and Kamenny license blocks of Krasnoleninskoye oil and gas condensate field with unique reserves.
To date, 61 % of oil is produced from VK1–3 reservoir (vikulovskaya formation), and the volume of current recoverable reserves is 34 % of the field's total reserves. About 70 % of the vikulovskaya formation reserves are concentrated in the undeveloped edge zones at lower regions of the reservoir structural top, and they remain the main source for maintaining oil production.

Materials and Methods
This paper provides an overview of the drilling and development experience horizontal wells and multilateral wells, as well as well completion technologies applied for effective development of VK1–3 reservoir edge zones within Kamenny license block, which is a testing ground for pilot projects.

Keywords
drilling, development, edge zones, under-saturated reservoir, horizontal wells, multi-lateral wells

For citation
Ermakov P.V., Khazipov R.L., Reshetnikova D.S., Patrakov D.P., Zharkov A.V., Nabokin I.R., Fitsner A.F., Burdin A.V. Low-permeable oil and water zones to be developed by horizontal wells with multistage hydraulic frac or by multilateral wells? Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 82–86. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-82-86

Received: 28.10.2022

Геологическое строение

Викуловская свита представлена прибрежно-морскими отложениями с преобладанием тонкослоистого переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников, которые изменяются по мощности и свойствам по латерали. В верхней части объекта расположен основной по запасам пласт ВК1, который представлен тремя четко выраженными песчаными циклитами. Геолого-геофизические характеристики циклитов улучшаются вниз по разрезу, средний коэффициент проницаемости растет от 5×10^{-3} до 37×10^{-3} мкм^2, эффективные нефтенасыщенные толщины (ЭННТ) изменяются от 1,5 до 3 м. Таким

образом, нижний циклит оказывается самым перспективным по показателю проводимости и основному объему запасов нефти. Кроме целевой верхней пачки пластов, локально по разрезу выделяются отложения высокопродуктивной врезанной долины (далее врез), проницаемость которой может доходить до 430×10^{-3} мкм^2. При вскрытии нефтенасыщенного вреза возможно получить притоки, намного превышающие типичные для объекта, соответственно при подключении водонасыщенного вреза присутствуют высокие риски получить высокообводненную продукцию.

Пласт ВК1 стратиграфически приурочен к раннему альбу нижнего мела (K_1al), снизу подстилается региональной пачкой глин, толщина которой в пределах врезанной долины составляет 1–5 м, вне ее — в среднем 6 м. Пласт ВК1 подстилается пластами ВК2–3, причем если в районе разбуренных поднятий они являются нефтенасыщенными, то в неразбуренной части на пониженных отметках целевой пласт ВК1 подстилается водонасыщенными пластами ВК2–3, что накладывает определенные риски при вскрытии и освоении системами наклонно направленных скважин (ННС) и ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Пласт ВК1 имеет сложный характер насыщения нефтью и водой, уровни водонефтяного контакта выделяются в некоторых случаях условно в силу высокой неопределенности. По результатам испытаний ВНК является наклонным и определялся отдельно для каждой залежи. В целом по объекту ВК1–3 наблюдается тренд понижения ВНК с юга на север. Коллекторы изначально являются недонасыщенными, со средними значениями коэффициента нефтенасыщенности 0,51 д. ед. в только нефтяной зоне и 0,43 д. ед. в водонефтяной зоне.

История развития технологий освоения

Разработка объекта ведется с 1992 г. Основной объем бурения был реализован ННС по треугольной сетке с формированием обращенной 7-точечной системы 600 м с элементами уплотнения до 400 м. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 20,4 % при обводненности 84,6 %.

В 2012 г. стартовали [1] первые работы по применению гидроразрыва пласта (ГРП) массой пропанта 25 т на ННС, при этом технологическая эффективность оказалась низкой из-за высокой (80–90 %) входной обводненности, а при малотоннажных ГРП 5–10 т не достигались рентабельные дебиты нефти по продуктивности. В связи с этим было принято решение об остановке бурения и поиске новых технологий для эффективного вовлечения краевых запасов.

В 2013–2014 гг. стартовали первые ОПР по бурению ГС в краевых зонах с длиной 600–1 100 м с расстоянием между скважинами 400 м. Первым был реализован пилотный проект с опробованием технологии заканчивания с МГРП (Мпр на порт 13,5 т) по технологии «BioBalls». Входная обводненность составила 88 %. Технология признана неуспешной ввиду получения слепых ГРП из-за прорыва трещины в водонасыщенные пласты.

В 2015 г. реализовано бурение ГС с МГРП (Мпр на порт 15,3 т) по технологии заканчивания цементируемым хвостовиком с разобщающими пакер-пробками. Технология признана неуспешной ввиду длительного периода освоения и необходимости разбуривания пакер-пробки и, как следствие, кольматация ПЗП. Входная обводненность составила 76–86 %.

В 2016 г. пробурены первые ГС 600–700 м с МГРП (Мпр на порт 5–10 т) по технологии «Cup to Cup» с BPS (равнопроходная компоновка с нецементирующим хвостовиком с набухающими пакерами и разрывными муфтами). Входная обводненность составила 50 %. Технология оказалась наиболее успешной в условиях с малыми ЭННТ и при наличии подстилающих водонасыщенных пластов.

С 2017 г. началось масштабное тиражирование технологии «Cup to Cup» (рис. 1) с ростом активности бурения с 4 до 42 ГС с МГРП к 2019 г. Внедрение технологии позволило достигать план по запускным дебитам нефти в зонах, где освоение стандартными способами не давало положительных результатов.

Дополнительно в 2019–2022 гг. были реализованы работы по применению альтернативных технологий ГРП по ограничению высоты трещины ГРП для снижения притоков подстилающей или законтурной воды, которое достигается либо ограничением скорости закачки жидкости ГРП, либо применением жидкостей малой вязкости. Использование вязкой слик-воды и линейного геля взамен сшитого не привело к существенному снижению входной обводненности, таким образом, на текущий момент отсутствует положительный опыт по ограничению высоты трещины ГРП в условиях викуловских отложений.

Мероприятия по повышению эффективности бурения

При бурении краевых зон объекта ВК1–3 разработан комплекс мероприятий [3], направленный на решение оперативных и среднесрочных задач, с целью снижения геолого-технических рисков, состоящий из 5 ключевых направлений:

- детальное планирование стратегии разбуривания куста;
- доразведка при эксплуатационном бурении, программа переиспытаний;
- многовариантная стратегия проводки ГС;
- расширенное оперативное сопровождение бурения;
- планирование МГРП на скважине.

Параллельно с апробацией эффективного вовлечения разреза ВК1–3 ГРП с 2018 г. активно ведутся пилотные работы по увеличению длин ГС и количества стадий ГРП, а также бурение многозабойных скважин, для чего была разработана программа ОПР, состоящая из 3 этапов бурения:

- ГС 1200 м с 14 МГРП;
- ГС 2000 м с 25 МГРП;
- МЗС с 6 БС по 250 м.

В 2019 г. был реализован первый этап ОПР по бурению пяти ГС 1 200 м с 14 МГРП. Запускной дебит нефти (70 т/сут) оказался в два раза выше стандартной технологии ГС 600 м (Qн — 35 т/сут). Фактическая масса пропанта составила 7 т на стадию со стартовой обводненностью 75–80 %.

В 2020 г. был реализован второй этап по бурению трех ГС 2 000 м с 25 МГРП. Одна из скважин (рис. 2) является уникальной для АО «РН-Няганьнефтегаз» сразу по трем параметрам: общая протяженность составляет 3 996 м, длина ГС — 2 075 м, количество портов — 25 шт.

Масса пропанта на стадию составила 3–6 т. Запускной дебит нефти составил 88 т/сут при обводненности 67 %. При этом по техническим причинам не по всем скважинам достигнуты целевые длины и количество стадий ГРП. Средняя высота трещины составила 15 м, полудлина — 59 м, прорыв трещин ГРП в нижележащий водонасыщенный пласт не отмечался. Увеличение длин ГС и количества стадий ГРП позволило повысить накопленную добычу нефти на скважину в начальный период за счет увеличения коэффициента охвата. Накопленная добыча за первые 12 месяцев по скважинам с длиной более 1 000 м выше относительно скважин со стандартной конструкцией на 42 % (ГС 1 000 м + 12–25 ГРП — 13,0 тыс. т; ГС 600–800 м 7–8 ГРП — 7,6 тыс. т).

В результате удлинения скважин и увеличения стадийности ГРП удалось достигнуть:

- увеличения продуктивности скважины;
- повышения ожидаемой накопленной добычи на скважину;
- сокращения капитальных затрат на бурение и обустройство кустовых площадок (КП).

В совокупности это позволяет уменьшить период окупаемости и повысить экономическую эффективность бурения, благодаря чему стало возможно вовлечение в разработку ранее нерентабельных краевых запасов, составляющих порядка 25 % от ТИЗ объекта.

Таким образом, в 2021 г. на основе технико-экономических расчетов была определена оптимальная система разработки — ГС длиной до 1 500 м с 16 стадиями МГРП и организацией системы поддержания пластового давления (ППД) из расчета две нагнетательные ННС на одну добывающую ГС.

Необходимо отметить, что по мере приближения к ВНК и с уменьшением нефтенасыщенных толщин для снижения рисков получения повышенной обводненности тоннаж ГРП уменьшался до критических значений в размере 3 т на стадию. Однако для основного объема неразбуренных запасов даже такое решение не позволяет обеспечить стартовую обводненность ниже 80–85 %. С учетом

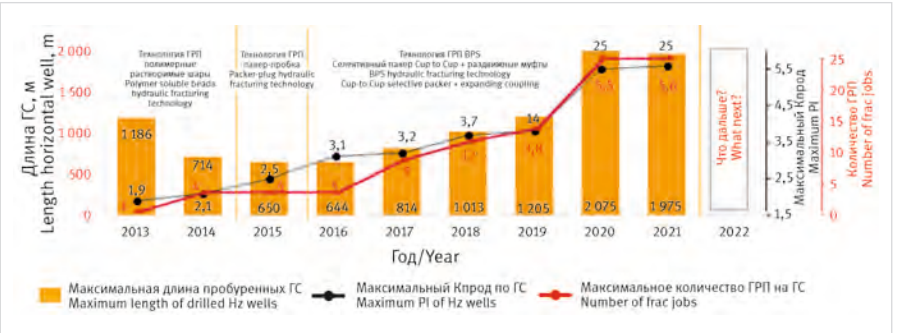


Рис. 1. Применение технологий ГС с МГРП для вовлечения в разработку ВК1–3
Fig. 1. Applying horizontal wells with multistage hydraulic frac to involve VK1–3 into development

ограничений по расширению зоны рентабельного бурения, которые невозможно охватить ГС + МГРП, в 2021–2022 гг. стартовал третий этап ОПР по бурению МЗС по типу «Fishbone».

Опыт бурения МЗС в обществах ПАО «НК «Роснефть» (на 2021 г. запущено более 400 МЗС на 26 месторождениях) показал [6], что в большинстве случаев МЗС имеет преимущество перед ГС. На месторождениях компании реализуются различные варианты МЗС в зависимости от геологических условий. В случае АО «РН-Няганьнефтегаз» районы, планируемые к проведению ОПР по МЗС, относятся к коллекторам с высокой расчлененностью и подстилающими водонасыщенными пластами. Для выбора оптимальной проводки боковых и основного ствола были построены авторские секторные геологическая и гидродинамическая модели.

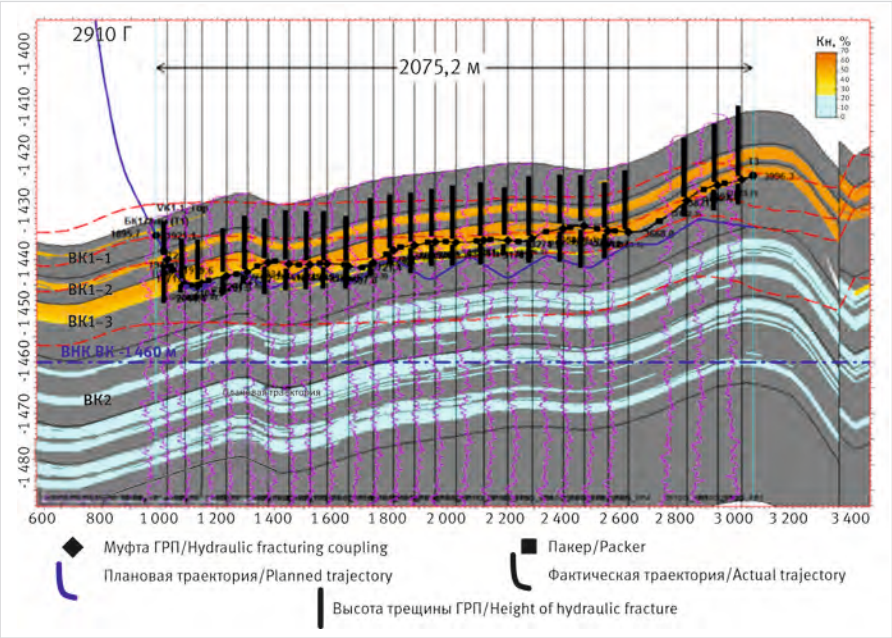


Рис. 2. Разрез по ГС 2 075 м с МГРП 25 стадий
Fig. 2. Cross-section along horizontal well 2 075 m with 25-stage frac

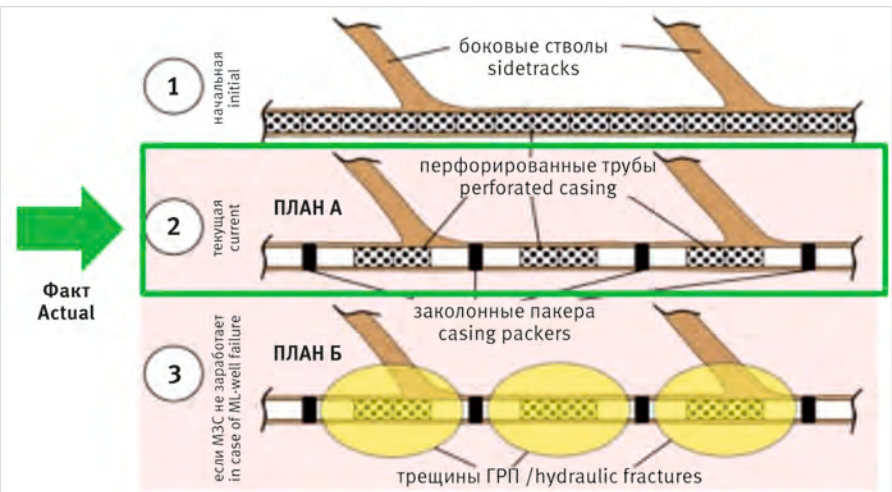


Рис. 3. Схема заканчивания МЗС
Fig. 3. ML well completion

Специфичными задачами при бурении МЗС являются: обеспечение успешной срезки в открытом стволе; избежание зашламованности стволов; предотвращение осыпания стенок скважины в уже пробуренных ответвлениях. Решение данных задач достигается путем соблюдения последовательности бурения стволов (в первую очередь бурятся боковые ответвления, в последнюю — прямолинейный основной ствол); планирования определенных участков под срезку в профилях боковых ответвлений; бурения основного и боковых стволов в рамках одного рейса без дополнительных спуско-подъемных операций (СПО). Стоит отметить, что компоновка низа бурильной колонны, используемая при бурении боковых стволов, в том числе при осуществлении срезок на боковые стволы, абсолютно идентична той, что используется при бурении ГС + МГРП, следовательно, не несется дополнительных затрат на оборудование в процессе строительства при условии отсутствия осложнений.

Дополнительно было принято решение подготовить схему заканчивания, которая имеет максимальную перфорированную площадь поверхности контакта «скважина — пласт» и возможность проведения селективной обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ), ГРП или ремонтно-изоляционных работ (РИР) при получении неудовлетворительных запускных показателей. Компоновка представляет собой комбинацию (рис. 3) перфорированных труб (фильтров), глухих труб и пакеров. В данной компоновке было предусмотрено семь участков под проведение ГРП и семь участков под проведение ОПЗ. Расстояние между участками подобрано такое, чтобы можно осуществить селективное ГРП или ОПЗ на всех участках одной компоновкой за одну спуско-подъемную операцию.

В ноябре 2021 г. был пробурен первый МЗС № 9 (рис. 4) и запущен с начальным дебитом нефти 59 т/сут при обводненности 17 %. Дебит нефти оказался на 55 % выше соседних ГС + МГРП (38 т/сут), а обводненность ниже

Табл. 1. Показатели проводки МЗС на Каменном ЛУ
Tab. 1. Multilateral well drilling parameters on Kamenny license block

МЗС	Ствол	Целевой интервал проводки	Общая длина в пласте, м			Проходка по нефтенасыщенному коллектору, м			Эффективная проходка, м		
			План	Факт	Δ	План	Факт	Δ	План	Факт	Δ
9	Основной	ВК1(3)	1 105,5	1 153,3	↑2,8	463,2	702,4	↑239,2	40,3	60,9	↑20,6
	БС1–6	ВК1(3)	395	389,5	↓-5,5	158,9	229,7	↑70,9	40,3	57,7	↑17,4
	Итого	ВК1(3)	3 520,6	3 490,2	↓-30,4	1 416,30	2 080,60	↑664,3	40,3	58,2	↑17,9
11	Основной	ВК1(1)	1 048,9	1 119,6	↑70,7	483	469,3	↓-13,7	46,1	41,9	↓-4,2
	БС1–6	ВК1(1–2)	453,6	423,7	↓-29,9	217,3	142,6	↓-74,7	48,3	33,8	↓-14,5
	Итого	ВК1(1–2)	3 770,5	3 661,9	↓-108,6	1 786,70	1 325,00	↓-461,7	48	34,9	↓-13,1
14	Основной	ВК1(3)	1 075,1	1 289,4	↑214,3	483	589,2	↑106,2	44,9	45,7	↑0,8
	БС1–6	ВК1(2–3)	448,3	448,1	↓-0,1	206,6	227,2	↑20,6	46,1	50,4	↑4,4
	Итого	ВК1(2–3)	3 764,7	3 978,2	↑213,6	1 722,60	1 952,20	↑229,6	45,9	49,8	↑3,8

более чем в 4 раза. Общая длина скважины составляет 5 377 м, в том числе в продуктивном пласте — 3 490,2 м (табл. 1), эффективная проходка — 2 080,6 м. С учетом геологических особенностей разреза все шесть боковых стволов фактически пробурены по циклиту ВК1 (3), при первоначальном плане часть из них планировалась в ВК1 (1–2). По состоянию на октябрь 2022 г. пробурены три МЗС, две из которых введены в эксплуатацию.

При суммарной длине стволов МЗС порядка 3 500 м сроки строительства МЗС сопоставимы с ГС 2 000 м: 30 против 27 дней соответственно. Это связано с сокращением временных затрат на СПО и подготовку ствола скважины (забой ГС 2 000 м в среднем на 750 м больше, чем у МЗС), а также с относительно быстрой сборкой и спуском хвостовика ввиду его особенностей.

В среднем запускной дебит нефти в МЗС относительно окружающих ГС + МГРП (рис. 5) выше в 1,2 раза (табл. 2) за счет снижения обводненности в 3,6 раза. Динамика добычи жидкости МЗС сопоставима с ГС + МГРП при использовании оптимального погружного оборудования. В настоящий момент выполняется мониторинг режима работы для оценки добычных возможностей МЗС.

Ключевым результатом бурения и запуска МЗС стало получение процента обводненности кратно ниже по сравнению с ГС + МГРП. Это привело к переосмыслению эффективности вовлечения разреза по вертикали трещинами ГРП (прорыв в нижележащие водонасыщенные пропластки) и истинного нефтенасыщения циклита ВК1 (3).

С целью подтверждения гипотезы прорыва трещины ГРП в нижележащие водонасыщенные пропластки в 2022 г. выполняются работы по построению 1D геомеханических моделей (ГММ). В рамках ГММ для повышения качества составления дизайнов ГРП подготовлена библиотека геомеханических свойств, интегрированная в базу данных корпоративного симулятора РН-ГРИД. Предварительные результаты моделирования показывают высокие риски распространения трещины ГРП в водоносные пласты.

В 2022 г. также пробурен один МЗС на викуловскую свиту Ем-Еговского ЛУ для оценки потенциала тиражирования технологии. Реализована аналогичная конструкция, при этом была увеличена длина и количество БС до восьми. Запускные параметры

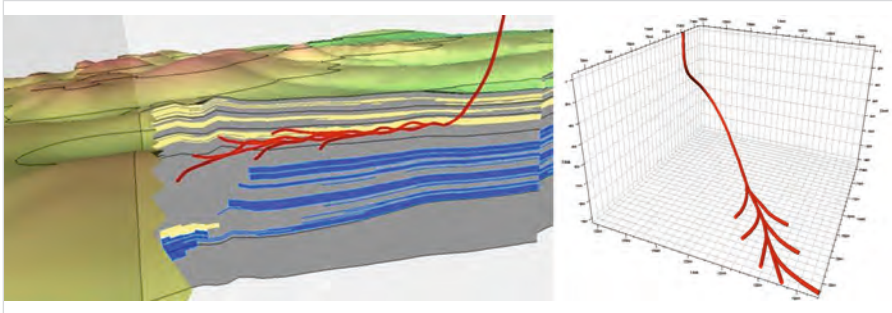


Рис. 4. Разрез по МЗС на Каменном ЛУ
Fig. 4. ML well cross-section section on Kamenny license block

по нефти составили 36 т/сут с обводненностью 30 %, впоследствии дебит нефти увеличился до 60 т/сут за счет снижения обводненности, что кратно выше показателей ГС + МГРП в аналогичных условиях.

Итоги

С целью эффективного освоения запасов краевых зон викуловской свиты ведутся пилотные работы по увеличению длин ГС, количества ГРП, а также по управлению геометрией трещин ГРП в условиях наличия нижележащих водонасыщенных прослоев. Получены положительные результаты ОПР в 2019–2022 гг., найдено техническое решение по эффективному извлечению запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского НГКМ. Выполнена первичная оценка уверенных площадей под разбуривание с обоснованием минимально рентабельных ЭННТ.

В 2023–2024 гг. планируется принять решение о полномасштабном тиражировании технологии бурения МЗС. Основной целью применения МЗС является вовлечение в разработку запасов УВС в краевых зонах, где бурение ГС + МГРП является нерентабельным из-за прорыва трещины ГРП в водонасыщенные. Согласно выполненной оценке, обводненность ГС + МГРП на низких абсолютных отметках ожидается в районе 90 %, что делает бурение подобных скважин нерентабельным (индекс рентабельности инвестиций PI = 0,99). В схожих геологических условиях обводненность на МЗС ожидается на уровне 50–55 %, что позволяет эффективно вовлекать в разработку запасы краевых зон (PI = 1,5).

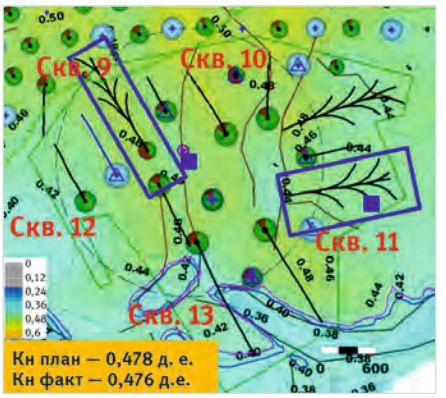


Рис. 5. Карта Кн пласта ВК1 (1–3)
Fig. 5. So map of VK1 (1–3)

Выводы

Применение МЗС позволит существенно расширить зоны промышленной нефтеносности. В 2023–2024 гг. включено в график бурение МЗС на 10 участках Ем-Еговского и Каменного ЛУ. Суммарный возможный потенциал тиражирования МЗС на двух ЛУ составит 450 скважин с охватом запасов нефти объемом более 100 млн т.

Литература

1. Смирнов Д.С., Глебов А.С., Лиходед И.А., Емельянов Д.В., Жарков А.В. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения //

Табл. 2. Показатели проводки МЗС
Tab. 2. ML well drilling parameters

Скв.	Дата запуска	Технические показатели						Запускные показатели							
		Тип	Назначение	Lгор общ (ОС)	Lгор эф (ОС)	Кол-во БС	Lгор общ (БС)	ЭЦН	ΔP	ВНР	Qж	Qн	Обв.	Кпрод	Jd kh
12	10.09.2021	ГС+ГРП	доб.	696	483	–	–	ЭЦН-160	37	7	192	32	80	5,2	1,6
13	13.12.2021	ГС+ГРП	доб.	1 145	624	–	–	ЭЦН-160	30	13	210	60	66	7,1	1,4
10	25.05.2022	ГС+ГРП	доб.	915	642	0	0	ЭЦН-160	37	8	202	42	75	5,5	1
11	14.07.2022	МЗС	доб.	1 120	469	6	424	ЭЦН-50	48	12	64	41	23	1,3	2,1
9	16.11.2021	МЗС	доб.	1 153	706	6	388	ЭЦН-125	87	11	85	59	17	1	0,4

Сокращения: Скв. — № скважины; Назн. — назначение; Lгор общ (ОС) — общая горизонтальная длина основного ствола, м; Lгор эф (ОС) — эффективная горизонтальная длина основного ствола, м; БС — боковые стволы; Lгор общ (БС) — общая горизонтальная длина бокового ствола, м; ЭЦН — электроцентробежный насос; ΔP — изменение давления, атм; ВНР — внутренняя норма рентабельности, сутки; Qж — дебит жидкости, м^3/сут; Qн — дебит нефти, т/сут; Обв. — обводненность, %; Кпрод — коэффициент продуктивности, м^3/сут/атм; Jd kh — удельная продуктивность с учетом проводимости, м^3/сут/атм/мД·м

Symbols: Well – well №.; Obj – well objective; Lhz total (MH) – total horizontal length of the main hole, m; Lhz_ef (MH) – effective horizontal length of the main hole, m; ST – sidetracks; Lhz total (ST) – total horizontal length of the sidetrack, m; ECP – electric centrifugal pump; ΔP – pressure change, atm; IRR – internal rate of return, day; Ql – liquid flow rate, m3/day; Qo – oil flow rate, t/day; WC – water-cut, %; PI – productivity Index, m3/day/atm; Jd kh – specific productivity with account of conductivity, m3/day/atm/mD·m

Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 22–26.
2. Лиходед И.А., Авдонин Ю.Э., Решетникова Д.С., Разяпов А.Р., Ермаков П.В., Патраков Д.П., Емельянов Д.В., Жарков А.В., Судеев И.В. Эффективное вовлечение в разработку остаточных запасов краевых зон викуловской свиты Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения // Территория Нефтегаз. 2021. № 3–4. С. 66–74.
3. Григорян А.М., Коваленко К.И. Многозабойное бурение // Нефтяное хозяйство. 1953. № 4. С. 5–13.
4. Фаттахов М.М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2015. № 4. С. 22–24.
5. Бакиров Д.Л., Овчинников В.П., Фаттахов Ф.М., Овчинников П.В., Рожкова О.В., Бабушкин Э.В Сооружение многоствольных (многозабойных) скважин с горизонтальным окончанием // Бурение и нефть. 2020. № 10. С. 28–33.
6. Научно-технологический дайджест. Обзор успешных практик заканчивания и рекомендации по условию применения многозабойных скважин. М.: АО «НК «Роснефть», декабрь 2021.

ENGLISH

Results

In order to effectively develop the edge zone reserves of vikulovskaya formation, pilot projects are being implemented to increase the horizontal well lengths, the number of fracs, as well as to control the fracture geometry with underlying water-saturated interlayers. The 2019–2022 pilot project demonstrated positive results and a technical solution was found for the effective extraction of the edge zone reserves of vikulovskaya formation within Krasnoleninskoye field. The initial assessment of the confident drilling areas was carried out and the minimal economic pay zones were justified.

In 2023–2024, a decision should be made on a full-scale rollout of multilateral drilling technology. The main purpose of drilling multilateral wells is to develop hydrocarbon reserves in the edge reservoir zones where drilling of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing is uneconomic due to the breakthrough of hydraulic fractures into water-saturated ones. According to the assessment, the expected water cut of horizontal wells at low elevations is about 90 %, which makes drilling such wells uneconomic (PI = 0,99). In similar geological conditions, the expected water cut of multilateral wells is at the level of 50–55 %, which allows to economically develop the edge zone reserves (PI = 1,5).

Conclusions

The use of multilateral wells will significantly expand the zones of commercial oil content. In 2023–2024, multilateral drilling is scheduled at 10 sites of the Em-Egovsky and Kamenny license blocks. The total rollout potential of multilateral wells at the two blocks will be 450 wells covering more than 100 million tons of oil reserves.

References

1. Emelyanov D.V., Zharkov A.V., Smirnov D.S., Glebov A.S., Likhoded I.A. Modern approaches to support drilling of horizontal wells in facies-unstable low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. Oil Industry, 2015, issue 11, P. 22–26. (In Russ).
2. Likhoded I.A., Avdonin Yu.E., Reshetnikova D.S., Razyapov A.R., Yermakov P.V., Patrakov D.P., Yemelyanov D.V., Zharkov A.V., Sudeyev I.V. Efficient involvement in the development of remaining oil of the edge zones of the vikulovskaya formation of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field. Territory of Neftegaz, 2021, issue 3–4, P. 66–74. (In Russ).
3. Grigoryan A.M., Kovalenko K.I. Multi-lateral drilling. Oil Industry, 1953, issue 4, P. 5–13. (In Russ).
4. Fattakhov M.M. Classifier of splitters and multi-lateral wells. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2015, issue 4, P. 22–24. (In Russ).
5. Bakirov D.L., Ovchinnikov V.P., Fattakhov F.M., Ovchinnikov P.V., Rozhkova O.V., Babushkin E.V. Construction of horizontal multi-lateral (multi-hole) wells. Drilling and oil, 2020, issue 10, P. 28–33. (In Russ).
6. Scientific and technological digest. Review of successful completion practices and recommendations on the application of multi–lateral wells. Moscow: “NK “Rosneft” JSC, 2021. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ермаков Павел Викторович, начальник отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Ermakov Pavel Viktorovich., head of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: pvermakov2@tnnc.rosneft.ru

Хазипов Ренат Лябибович, специалист отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Khazipov Renat Lyabibovich, specialist of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Решетникова Дарья Сергеевна, менеджер отдела сопровождения бурения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Reshetnikova Daria Sergeyevna, manager of drilling support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Патраков Дмитрий Павлович, начальник управления геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Patrakov Dmitry Pavlovich, head of nyagannefteqaz subsurface division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Жарков Артем Владимирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Zharkov Artem Vladimirovich, head of well drilling geological support division, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Набокин Илья Роландович, начальник отдела геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Nabokin Илья Роландович, head of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Фицнер Артем Федорович, главный специалист геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Fitsner Artem Fedorovich, chief specialist of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

Бурдин Алексей Валерьевич, главный специалист геологического сопровождения бурения скважин, АО «РН-Няганьнефтегаз», Нягань, Россия

Burdin Alexei Valeryevich, chief specialist of well drilling geological support department, “RN-Nyaganneftegaz” JSC, Nyagan, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-87-92 УДК 608 I Научная статья

Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах

Жаркова К.В., Пупков Н.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В данной статье рассмотрен инженерный подход к обоснованию оптимальной массы закачиваемого проппанта для горизонтальных скважин с МГРП.
Объектом исследования является классический низкопроницаемый пласт с характерной для района проницаемостью и применением технологии МГРП для вовлечения запасов в разработку. Объемы закачиваемого в пласт проппанта на каждой стадии гидроразрыва определены опытным путем.
В ходе работы подобран подход на основании статистического анализа и осреднении данных большого объема проведенных ГРП.
В работе разработана система инженерного обоснования предельной массы закачиваемого в пласт проппанта и установлен экономический предел рентабельности увеличения объема трещин.

Материалы и методы
Обобщен опыт проведения ГРП на месторождении, обоснована оптимальная масса проппанта для достижения лучших ТЭП скважин, изучены и проанализированы фактические операции гидроразрыва пласта, проведенные на месторождении, установлены зависимости параметров геометрии трещины от массы проппанта, позволяющие корректно смоделировать параметры трещины, и определены лучшие параметры для различных зон насыщения объекта по технико-экономическим показателям.

Ключевые слова
низкая проницаемость, многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, проппант

Для цитирования
Жаркова К.В., Пупков Н.В. Поиск оптимальной массы проппанта при проведении многостадийных гидроразрывов пласта в горизонтальных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 87–92. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-87-92

Поступила в редакцию: 10.11.2022

UDC 608 I Original paper

Search for the optimal proppant weight when carrying out multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells

Zharkova K.V., Pupkov N.V.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article discusses an engineering approach to substantiate the optimal mass of injected proppant for horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.
The object of study is a classic low-permeability reservoir with permeability characteristic of the area and the use of multi-stage hydraulic fracturing technology to bring reserves into development. The volumes of proppant injected into the reservoir at each stage of hydraulic fracturing are determined empirically.
In the course of the work, an approach was selected based on static analysis and averaging of data from a large volume of hydraulic fracturing.
In this work, a system of engineering justification of the maximum mass of proppant injected into the reservoir has been developed and the economic profitability limit of increasing the volume of fractures has been established.

Materials and methods
The experience of hydraulic fracturing at the field was summarized, the optimal proppant mass was substantiated to achieve the best TEC of wells, the actual hydraulic fracturing operations performed at the field were studied and analyzed, the dependences of the fracture geometry parameters on the proppant mass were established, allowing to correctly model the fracture parameters and the best parameters for various zones were determined saturation of the object according to technical and economic indicators.

Keywords
low permeability, multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well, proppant

For citation
Zharkova K.V., Pupkov N.V. Search for the optimal proppant weight when carrying out multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells . Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 87–92. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-87-92

Received: 10.11.2022

Введение

Гидроразрыв пласта остается одним из самых популярных методов интенсификации притока в России и Западной Сибири, в то же время оставаясь самым эффективным методом. В настоящее время в связи с переходом на преимущественное бурение горизонтальных скважин, в том числе и на низкопроницаемые пласты, активно применяется технология многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Ввиду широкого применения МГРП на практике и в связи с большими затратами на проведение операций возрастает роль планирования массы закачки проппанта для достижения максимальной эффективности [2]. Масса закачиваемого проппанта – один из ключевых показателей, влияющий на параметры трещины и экономическую эффективность ГРП.

В эпоху запуска первых скважин с гидроразрывом пласта масса закачиваемого проппанта не превышала 5 т (90-е годы). Такие объемы ГРП были обусловлены техническим потенциалом и высокой стоимостью работ на тот момент. С каждым годом технологии проведения ГРП совершенствуются, снижается стоимость операций и, как следствие, увеличиваются объемы закачек проппанта в пласт. Масса проппанта при проведении ГРП ежегодно растет и достигает на сегодняшний день 100–120 т на одну стадию, в исключительных случаях закачивается до 250 т проппанта — такие работы являются уникальными на сегодня.

В настоящий момент текущие параметры ГРП считаются оптимальными, как и 5–7 лет назад оптимальной считалась масса 40–60 т проппанта на стадию. Действующий опыт применения ГРП основан на имеющемся факте, но не предусматривает оценку предельных объемов закачки. Выполненный обзор литературы также указывает на отсутствие публикаций по поиску оптимальной массы проппанта, закачиваемого в пласт.

Учитывая тренды удешевления технологий, в работе поставлена задача поиска оптимальных предельных параметров ГРП, определяющих направление развития технологии ГРП на конкретном месторождении.

Исходные данные

На сегодняшний день все скважины, вводимые на одном из месторождений Западной Сибири, предполагают вовлечение запасов с ГРП (МГРП), целевая масса проппанта не имеет предельного ограничения «сверху» — а ограничена лишь промысловым фактическим опытом.

Разрабатываемый объект ЮВ1 представлен двумя терригенными пластами (ЮВ1(1) и ЮВ1(2+3)) со сложным геологическим строением. Горизонт ЮВ1 характеризуется резкой литологической изменчивостью, наклонными поверхностями ВНК, сложной морфологией ловушек и наличием дизъюнктивной тектоники, средняя проницаемость пласта составляет 4,7 мД, коэффициент нефтенасыщенности — 0,49 д. ед. Пласты ЮВ1(1) и ЮВ1(2+3) перекрываются на 60 % нефтенасыщенной площади, в зонах перекрытия выделяется три характерных вида разреза (рис. 2):

- чисто нефтяная зона (ЧНЗ) для объекта в целом;
- ЧНЗ по пласту ЮВ1(1) и водонефтяная зона (ВНЗ) по пласту ЮВ1(2+3);
- ЧНЗ по пласту ЮВ1(1) и водонасыщенный пласт ЮВ1(2+3).

Наибольшая по площади и запасам — зона № 2.

В действующем проектном документе на объекте была заложена однорядная система разработки с добывающими рядами горизонтальных скважин (ГС) и закачкой в наклонно направленные скважины (ННС).

В настоящее время оптимальная масса закачки проппанта остается неопределенной.

На объекте ЮВ1 утверждено бурение 1 030 скважин (из них 378 ГС с МГРП).

Гидроразрыв пласта на месторождении Западной Сибири вводится с 2005 года. Первые операции были малообъемными, тоннаж составлял 5–30 т/операцию. Далее, в процессе технологического совершенствования масса проппанта увеличивалась до 40, 50 и даже 100 т. Максимальная масса проппанта составила 149,5 т.

Методика расчетов

Для определения оптимальной массы проппанта на стадию предполагается следующий подход:

- определить аналитические зависимости;
- выполнить имитационные расчеты для различных зон, ограничивающих технологию;
- провести экономическую оценку в текущих макроусловиях;
- выбрать оптимальные целевые тоннажи ГРП в абсолюте (по технологии) и при текущих экономических параметрах.

Аналитические зависимости

В первую очередь требуется получить зависимость массы проппанта — параметра трещины ГРП.

В основу данного исследования легла методология проектирования М. Экономидеса — «Унифицированный дизайн ГРП» [1]. В которой утверждается: «Ключ к технической оптимизационной задаче состоит в том, что величина вскрытия трещины и безразмерная проводимость трещины соревнуются за один и тот же ресурс: расклиненный объем». Поскольку свойства пласта и проппанта, а также объем проппанта — величины фиксированные, то приходится искать оптимальный компромисс между шириной и длиной трещины. Но для принятия окончательного решения требуется оптимизация массы закачанного проппанта и необходима экономическая оценка.

Мы имеем средство проектировать и получать трещины, которые удовлетворяют условиям оптимума по безразмерному

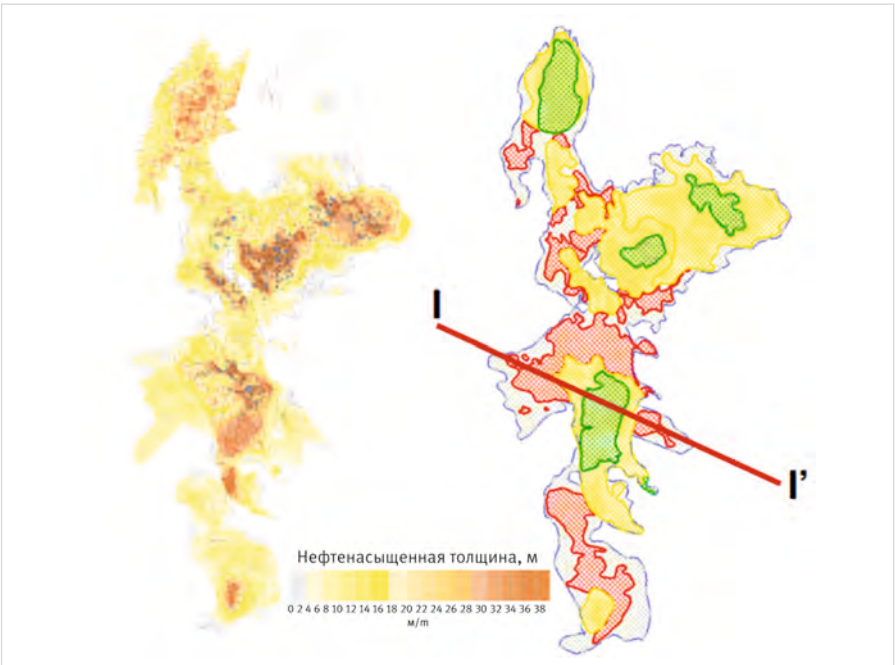


Рис. 1. Объект ЮВ1 месторождения Западной Сибири на карте ННТ
Fig. 1. Object YuV1 of the West Siberian field on the map of the initial oil-saturated thicknesses

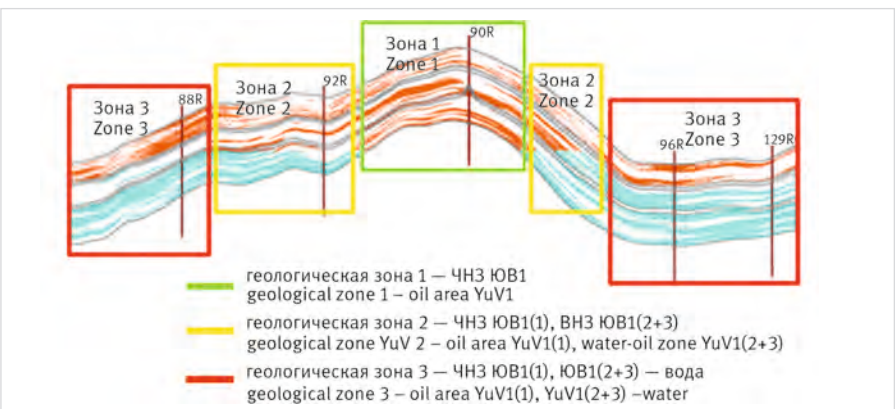


Рис. 2. Геологические зоны объекта ЮВ1 месторождения Западной Сибири
Fig. 2. Geological zones of object YuV1 of the West Siberian field

индексу продуктивности, приведенному на рисунках 3–4.

Учитывая накопленный опыт проведения МГРП на пласте (более 700 операций), построены зависимости объема, полудлины и ширины трещины от массы проппанта, которые используются в дальнейшем для прогноза параметров трещины и применялись при создании ГРП в моделях. Технологические параметры проведения операций гидроразрыва (скорость закачки, давления и расход), а также размерность зерен проппанта приняты неизменными для всех выполненных операций, т.к. применены стандартные технологии (ГРП на водной основе) (фракция проппанта 20/40), работы выполнены одним подрядчиком. Возможное влияние изменения технологии проведения ГРП на дизайн и параметры трещин в данной работе не учтено.

Полученные зависимости (рис. 5) соответствуют оптимальным значениям параметров трещины. Отмечается разброс параметров трещин для одного значения Мпроппанта. Предположительно, он связан с неоднородностью геологического строения пласта и изменчивостью распространения коллектора по площади. Несмотря на изменчивость в построенных зависимостях прослеживается тренд с высокой степенью корреляции, т.е. полученные параметры будут характеризовать «среднюю» скважину рассматриваемого пласта.

В рамках данного исследования рассматриваются неразбуренные зоны, где изменения пластового давления еще не произошли. Необходимо дальнейшее изучение для определения оптимальной массы проппанта в зонах с изменением пластового давления.

В случае активного повторного ГРП или ГРП в зонах пониженного пластового давления, необходим учет изменения напряжений.

Имитационные расчеты

Далее необходимо выполнить серию имитационных расчетов с различной массой проппанта на стадию ГРП, определить предельную величину массы проппанта – с позиции экономической эффективности, то есть определить технологический предел увеличения массы проппанта.

Для каждой из трех выделенных на рисунке 2 зон определены типовые участки (секторные модели) и проведены многовариантные расчеты для оценки технологического эффекта от увеличения трещин ГРП/повышения массы проппанта (табл. 1). Каждый выделенный сектор содержал промысловые данные по добыче, позволившие предварительно настроить модель на продуктивность и динамику обводненности по фактическим скважинам.

В дальнейшем на построенных секторных моделях отключены фактические скважины и проведены расчеты со следующими параметрами сетки скважин и ГРП:

- добывающие скважины — ГС 1 000 м с восьмистадийным ГРП (исключено возможное смыкание трещин ГРП), угол поворота трещин соответствует линии максимального напряжения 10 град., Рзаб = 110 атм;
- нагнетательные скважины — ННС с ГРП (1 стадия), Рзаб = 250 атм, целевая компенсация закачкой 100 %.

Результаты и экономическая оценка

По результатам расчетов на гидродинамических моделях выполнена экономическая оценка показателей работы скважин, выбраны варианты с максимальной экономической эффективностью. Для каждой из зон обоснована рекомендуемая масса проппанта, основным критерием для определения оптимальной массы являлся накопленный NPV.

В основу экономического расчета заложены удельные показатели стоимости проведения ГРП с линейным удорожанием стоимости проведения операций и неизменной стоимостью 1 т проппанта, удельной стоимостью транспортировки 1 т проппанта до места проведения ГРП и т.д.

Для геологической зоны № 1 (ЧНЗ по обоим пластам) увеличение массы проппанта имеет незначительный прирост накопленной добычи и максимальную прибыль при применении ГРП с массой проппанта 120–160 т/операцию (рис. 6–8, табл. 2).

Выполненная экономическая оценка позволяет оптимизировать параметры ГРП для 58 проектных добывающих скважин (оптимальные параметры трещины должны составить: полудлина трещины — 175-200 м, высота — 50–53 м, ширина — 4,58–5,37 мм, масса проппанта — 120–170 т). Предварительная оценка результатов оптимизации массы закачиваемого проппанта позволит повысить

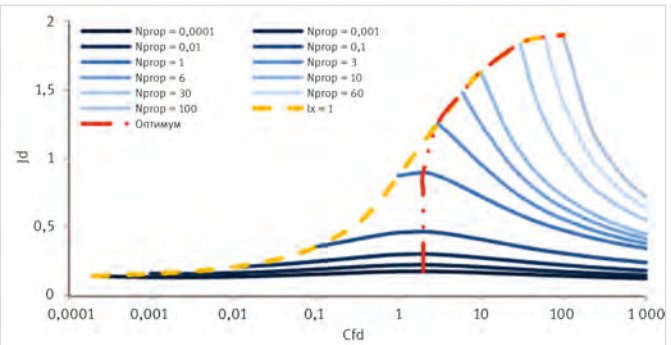


Рис. 3. График безразмерного индекса продуктивности Jd
Fig. 3. Graph of the dimensionless productivity index Jd/dimensionless conductivity

$$J_{D\max} = \begin{cases} \dfrac{1}{0,990 - 0,5\ln(N_{prop})} & N_{prop} \le 0,1 \\ \dfrac{6}{\pi} - \exp\left[\dfrac{0,423 - 0,311N_{prop} - 0,089(N_{prop})^2}{1 + 0,667N_{prop} + 0,015(N_{prop})^2}\right] & N_{prop} > 0,1 \end{cases}$$

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1,6 & 0,1 < N_{prop} \\ 1,6 + \exp\left[\dfrac{0,423 - 0,311N_{prop} - 0,089(N_{prop})^2}{1 + 0,667N_{prop} + 0,015(N_{prop})^2}\right] & 0,1 \le N_{prop} \le 10 \\ N_{prop} & N_{prop} > 10 \end{cases}$$

$$L_f = \left(\frac{V_f k_f}{C_{fD} hk}\right)^{0,5} \qquad w = \left(\frac{C_{fD} V_f k}{hk_f}\right)^{0,5}$$

Рис. 4. Формулы расчетов безразмерного индекса продуктивности и проводимость трещины
Fig. 4. Formulas for calculating dimensionless productivity index and fracture conductivity

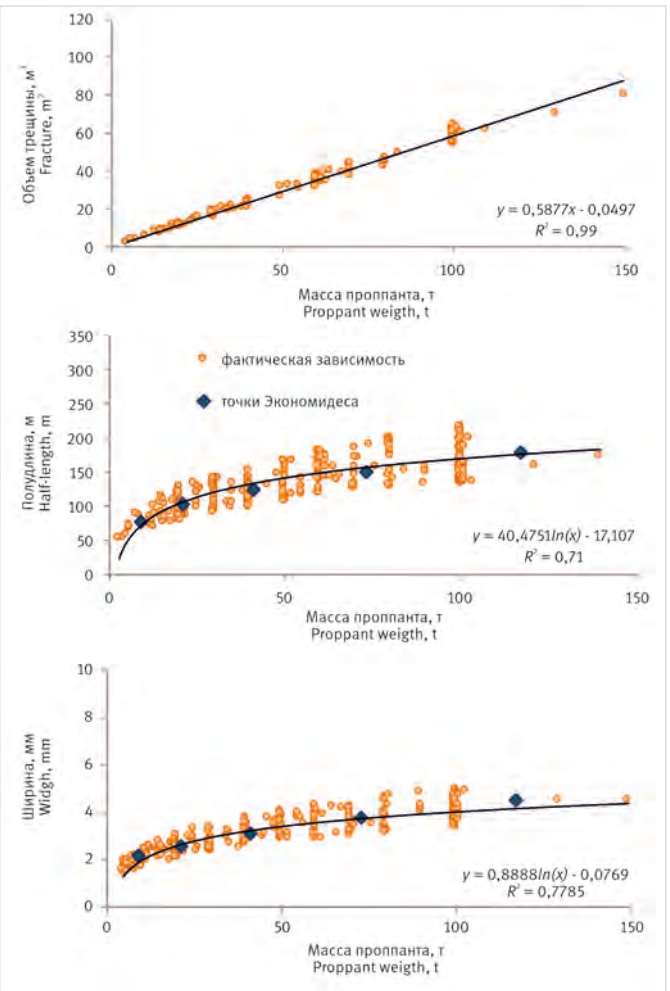


Рис. 5. Зависимости параметров трещины от массы пропанта
Fig. 5. Dependences of fracture parameters on proppant mass

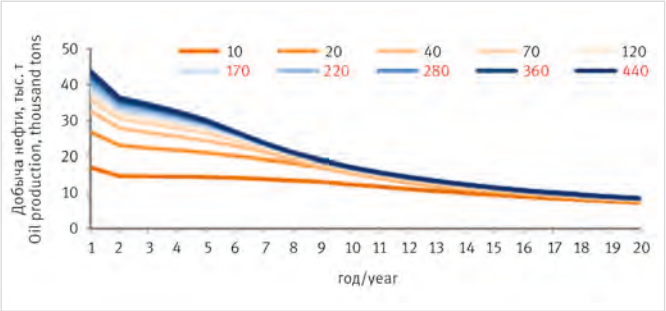


Рис. 6. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 6. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

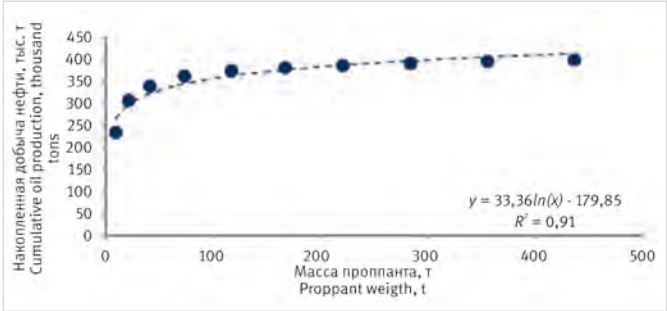


Рис. 7. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 7. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

Табл. 1. Прогнозные параметры трещин
Tab. 1. Predicted fracture parameters

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Объем трещины, м^3
10	75	15	2,56	6
20	100	27	2,63	14
40	125	36	3,13	28
70	150	43	3,8	50
120	175	50	4,58	80
170	200	53	5,37	114
220	225	53	6,31	151
280	250	53	7,29	193
360	275	53	8,3	242
440	300	53	9,35	297

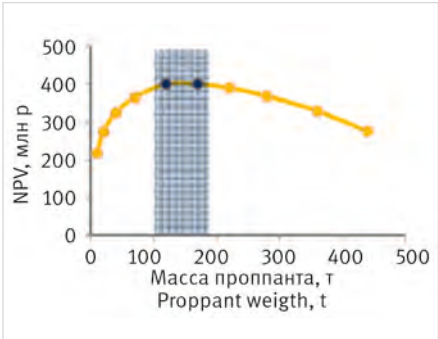


Рис. 8. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 8. NPV calculation schedule depending on the proppant mass

охват запасов по площади и интенсивность их выработки и обеспечить дополнительные 1,1 млрд рублей прибыли.

По результатам расчетов зоны № 2, представленным на рисунках 9–10, накопленная добыча, , так же как и по зоне № 1, при увеличении объема проппанта стремится к асимптоте. В таблице 3 видно, что при увеличении массы проппанта трещина распространяется в воду. Оценка высоты трещины и возможности ее развития в водонасыщенные пропластки рассмотрена для используемой в настоящее время технологии проведения ГРП и не предполагает изменения технологии и, соответственно, зависимости Мпроппанта от высоты трещины.

Прогноз добычи нефти трещины указывает на необходимость проведения экономического расчета для выявления предела

Табл. 2. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 1
Tab. 2. Results of hydrodynamic calculations for zone № 1

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	234	138
20	100	27	2,63	307	183
40	125	36	3,13	339	231
70	150	43	3,8	362	261
120	175	50	4,58	374	286
170	200	53	5,37	381	307
220	225	53	6,31	386	335
280	250	53	7,29	391	361
360	275	53	8,3	395	387
440	300	53	9,35	399	412

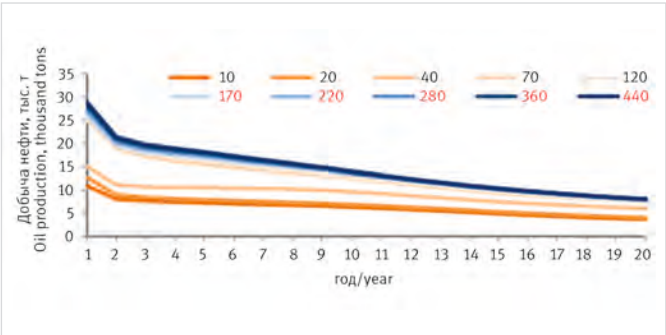


Рис. 9. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 9. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

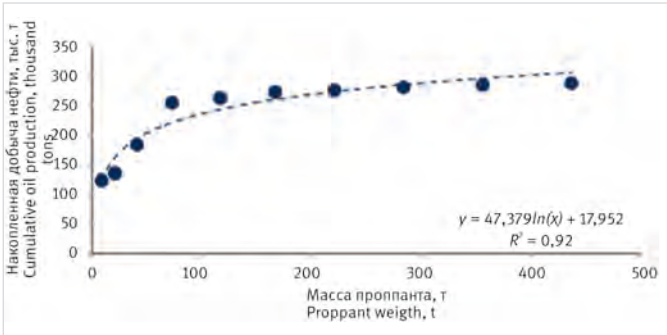


Рис. 10. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 10. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

рентабельности количества заканчиваемого проппанта.

Выполненная экономическая оценка (рис. 11) позволяет оптимизировать параметры ГРП для 227 добывающих ГС с МГРП (оптимальные параметры трещины должны составить: полудлина трещины — 150 м, высота — 43 м, ширина — 3,8 мм, масса проппанта — 70 т). Предварительная оценка результатов оптимизации массы закачиваемого проппанта позволит повысить охват запасов по площади и интенсивность их выработки и обеспечить дополнительные 3,3 млрд рублей прибыли.

По результатам расчетов зоны № 3, представленным на рисунках 12–13 и в таблице 4, накопленная добыча при увеличении объема проппанта не изменяется. Необходимо создание трещины с большей проводимостью.

В таблице 4 видно, что при увеличении массы проппанта трещина, как и в зоне № 2 распространяется в воду. Оценка высоты трещины и возможности ее развития в водонасыщенные пропластки рассмотрена для используемой в настоящее время технологии проведения ГРП и не предполагает изменения технологии и, соответственно, зависимости Мпроппанта от высоты трещины.

Выполненная экономическая оценка (рис. 14) позволяет оптимизировать параметры ГРП для 93 проектных добывающих скважин (оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 75 м, высота — 15 м, ширина — 2,56 мм, масса проппанта — 10 т).

Итоги

- Вопрос оценки предельных объемов закачиваемого в пласт проппанта сегодня не раскрыт. Компании неохотно идут на изменение технологий и пересмотр принятых решений.
- Выполненная работа посвящена поиску предельной массы проппанта и заключается в определении «средних» параметров трещин ГРП для типовых скважин и технико-экономической оценки работы скважин, что позволяет установить экономический предел рентабельности увеличения объема трещин.
- Результаты технико-экономических расчетов показали потенциал увеличения массы проппанта для скважин, расположенных в невовлеченных в разработку

Табл. 3. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 2
Tab. 3. Results of hydrodynamic calculations for zone № 2

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	124	105
20	100	27	2,63	136	125
40	125	36	3,13	184	138
70	150	43	3,8	255	194
120	175	50	4,58	263	217
170	200	53	5,37	273	231
220	225	53	6,31	276	244
280	250	53	7,29	281	254
360	275	53	8,3	285	256
440	300	53	9,35	288	258

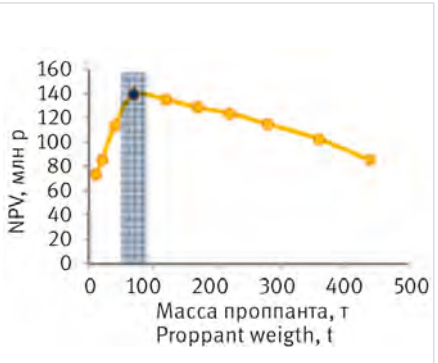


Рис. 11. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 11. NPV calculation schedule depending on proppant mass

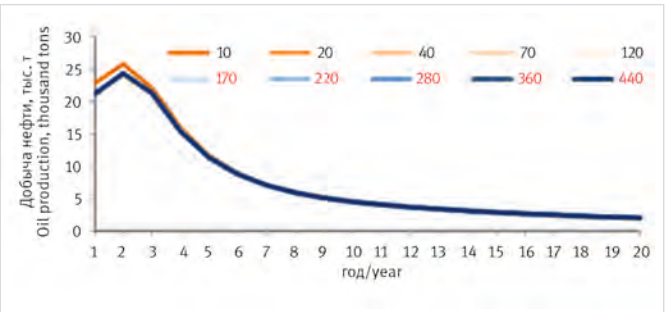


Рис. 12. График показателей добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 12. Graph of oil production indicators depending on the mass of proppant

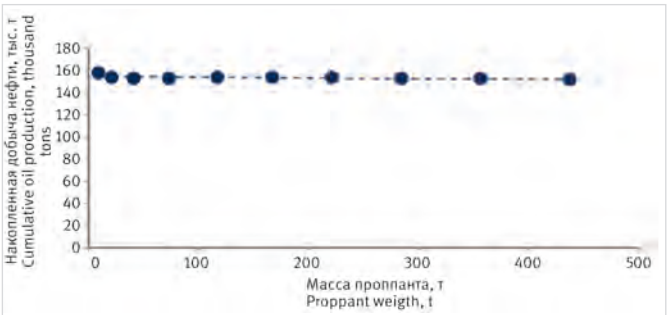


Рис. 13. График накопленной добычи нефти в зависимости от массы проппанта
Fig. 13. Graph of cumulative oil production depending on the mass of proppant

Табл. 4. Результаты гидродинамических расчетов по зоне № 3
Tab. 4. Results of hydrodynamic calculations for zone № 3

Мпр, т	Полудлина, м	Высота, м	Ширина, мм	Накопленная добыча, тыс. т	Дебит нефти на запуске, т/сут
10	75	15	2,56	158	205
20	100	27	2,63	154	109
40	125	36	3,13	153	82
70	150	43	3,8	153	66
120	175	50	4,58	154	58
170	200	53	5,37	154	55
220	225	53	6,31	154	43
280	250	53	7,29	153	50
360	275	53	8,3	153	49
440	300	53	9,35	152	48

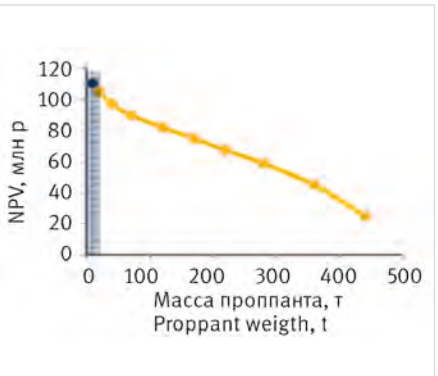


Рис. 14. График расчета ЧДД в зависимости от массы проппанта
Fig. 14. NPV calculation schedule depending on proppant mass

зонах. Так, для зоны № 1 — полудлина трещины — 175–200 м, высота — 50–53 м, ширина – 4,58–5,37 мм, масса проппанта — 120–170 т. Для зоны № 2 — оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 150 м, высота — 43 м, ширина — 3,8 мм, масса проппанта — 70 т. Для зоны № 3 — оптимальные параметры трещины составляют: полудлина трещины — 75 м, высота — 15 м, ширина — 2,56 мм, масса проппанта — 10 т.

Оптимизация ГРП в соответствии с проведенной работой позволит получить дополнительно около 4,4 млрд. рублей на данном месторождении.

Проведенная работа имеет ряд ограничений:

- рассмотрены только неразбуренные зоны, не учтено изменение градиента давления;
- технологические параметры проведения операций гидроразрыва (скорость закачки, давления и расход) приняты неизменными для всех выполненных операций;
- статистические зависимости имеют разброс показателей трещин для одинаковых масс проппанта, предположительно, связанных с различием в геологическом строении;
- в основу экономического расчета заложены удельные показатели стоимости проведения ГРП с линейным удорожанием стоимости проведения операций и неизменной стоимостью 1 т проппанта, удельной стоимостью транспортировки 1 т проппанта до места проведения ГРП и т.д.

Выводы

Проведенная работа в дальнейшем имеет потенциал тиражирования на другие месторождения и объекты, позволит повысить экономическую и технологическую эффективность разработки месторождений. Также возможна кластеризация таких работ по группам пластов со схожими прочностными характеристиками и, предположительно, схожими зависимостями роста трещин от объемов закачиваемого в пласт проппанта.

Литература

1. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. Орса Пресс, Алвин, шт. Техас, 2004. 316 с.
2. Гайфуллин Р.Р., Горин В.В., Грищенко А.С., Котельников А.Ю., Кудря С.С., Харисов В.Р. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» 2014. № 2. С. 23–30.
3. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. № 10. С. 50–58.
4. Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть» 2014. № 2. С. 19–22.
5. Хохлов Д.И., Чернокалов К.А., Фаткулин С.А. Применение многостадийного гидроразрыва пласта на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2014. № 2. С. 31–35.

ENGLISH

Results

- The issue of evaluating the limiting volumes of proppant injected into the reservoir has not been disclosed today. Companies are reluctant to change technologies and revise their decisions.
- The performed work is devoted to the search for the limiting mass of proppant and consists in determining the “average” parameters of hydraulic fractures for typical wells and a technical and economic assessment of well operation, which makes it possible to establish the economic margin of profitability of increasing the volume of fractures.
- The results of feasibility studies showed the potential for increasing the mass of proppant for wells located in non-development zones. So, for zone № 1 – fracture half-length – 175–200 meters, height – 50–53 meters, width – 4,58–5,37 mm, proppant weight – 120–170 tons. For zone № 2, the optimal fracture parameters are: fracture half-length – 150 meters, height – 43 meters, width – 3,8 mm, proppant weight – 70 tons. For zone № 3, the optimal fracture parameters are: fracture half-length – 75 meters, height – 15 meters, width – 2,56 mm, proppant weight – 10 tons.
- Optimization of hydraulic fracturing in accordance with the work carried out will provide an additional 4,4 billion rubles at this field.
- The work carried out has a number of limitations:
  - only undrilled zones are considered, the pressure gradient change is not taken into account;
  - technological parameters of hydraulic fracturing operations (injection rate, pressure and flow rate) are taken unchanged for all operations performed;
  - statistical dependences have a spread of fracture indices for the same proppant masses, presumably related to the difference in the geological structure;
  - the economic calculation is based on specific indicators of the cost of hydraulic fracturing with a linear increase in the cost of operations and a constant cost of 1 ton of proppant, the specific cost of transporting 1 ton of proppant to the hydraulic fracturing site, etc.

Conclusions

The work carried out, in the future, has the potential to be replicated to other fields and facilities, will improve the economic and technological efficiency of field development. It is also possible to cluster such works into groups of reservoirs with similar strength characteristics and, presumably, similar dependences of fracture growth on the volume of proppant injected into the reservoir.

References

1. Economides M., Olainy R., Valko P. Unified hydraulic fracturing design. Orsa Press, Alvin, Texas, 2004, 316 p. (In Russ).
2. Gaifullin R.R., Gorin V.V., Grishchenko A.S., Kotelnikov A.Yu., Kudrya S.S., Kharisov V.R. Development of the technology of multi-stage hydraulic fracturing in OJSC Samotlorneftegaz. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014, issue 2, P. 23–30. (In Russ).
3. Barkhatov E.A., Yarkeeva N.R. Efficiency of multi-zone hydraulic fracturing in horizontal wells. Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources, 2017, issue 10, P. 50–58. (In Russ).
4. Verkhovtsev P.N., Elesin M.V., Islamgaliev R.F. Experience of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells of “RN-Nyaganneftegaz” OJSC. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014, issue 2, P. 19–22. (In Russ).
5. Khokhlov D.I., Chernokalov K.A., Fatkulin S.A. Application of multi-stage hydraulic fracturing at the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” OJSC, 2014, issue 2, P. 31–35. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Жаркова Ксения Викторовна, специалист управления геологии и разработки месторождений Ямал,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Пупков Николай Владимирович, начальник управления геологии и разработки месторождений Ямал,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Zharkova Kseniia Viktorovna, specialist of the department of oil and gas fields development Yamal,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kvzharkova@tnnc.rosneft.ru

Pupkov Nikolai Vladimirovich, head of the department of oil and gas fields development Yamal,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

WWW.NPSERV.RU

НПС
НефтеПром Сервис

ООО «НефтеПром Сервис» – предприятие широкого профиля работ в области нефтесервиса и инновационных технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов.

Компания с 2009 года работает на рынке обслуживания нефтедобывающей отрасли, за это время зарекомендовав себя как надежного и ответственного партнера. Крупнейшие нефтедобывающие предприятия России доверяют ООО «НефтеПром Сервис» решение обширного спектра задач, связанных с их основной деятельностью.

Приоритетным направлением деятельности ООО «НефтеПром Сервис» является инновационный подход к применяемым технологиям повышения нефтеотдачи пластов – индивидуальный подход к выполняемым работам. Высокую актуальность сегодня приобрела адаптация каждой применяемой технологии и химической продукции на стадии анализа объекта под конкретную группу месторождений нефтедобывающего предприятия.

Силами собственной химико-аналитической лаборатории и инженерно-технологического штата сотрудников были разработаны и внедрены в промышленное применение следующие технологии:

- Обработка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин «умными» химическими составами для любого вида коллектора: от самоотклоняющихся кислотных составов до высокоингибированных кислотно-углеводородных эмульсий, в том числе и без привлечения бригады КРС и подъема ГНО
- Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин предварительно сшитыми полимерными системами на основе суперабсорбента с эффектом площадного воздействия
- Ремонтно-изоляционные работы как составами на основе синтетических смол, так и вязкоупругими системами на основе биополимерного геля
- Работы по промывке скважин высокоэффективными углеводородными растворителями и составами для ликвидации гидратных пробок

1 ИЗ ВЕДУЩИХ ПОСТАВЩИКОВ ХИМИИ

13 ЛЕТ БЕЗУПРЕЧНОЙ РАБОТЫ

400 ТЫС. ТОНН ЗАКАЧАННЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ

СВЫШЕ 10 МЛН ТОНН ДОПОЛНИТЕЛЬНО ДОБЫТОЙ НЕФТИ

Помимо вышеупомянутого, компания ООО «НефтеПром Сервис» оказывает следующие услуги:

- Очистка скважинного оборудования от асфальтосмолопарафиновых отложений
- Супервайзинг
- Перевозка опасных грузов
- Поставка любых видов химических реагентов в кратчайшие сроки
- и многое другое

«НефтеПром Сервис» – мы работаем на ваш успех!

ООО «НефтеПром Сервис»
г. Пермь, ул. Лизы Чайкиной, 25
+7 342 200 88 96
NPS@NPSERV.RU

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

МИНЕРАЛЬНО-
ПОЛИМЕРНЫЕ
ПОКРЫТИЯ

МПП
ТЮКОН
КОРРОПАЙП 50

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

ТРУБОПРОВОДЫ
И РЕЗЕРВУАРЫ

ЭКОЛОГИЧНАЯ, ЭФФЕКТИВНАЯ, СОВРЕМЕННАЯ АНТИКОРРОЗИЙНАЯ ЗАЩИТА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РАЗЛИЧНЫХ СТАЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

АНТИКОРРОЗИЙНАЯ ЗАЩИТА

50+

ЛЕТ СРОК СЛУЖБЫ

Специализированное управление • 87
Москва, Смоленский бульвар, д. 24, стр. 2.
+7 (499) 248 74 82, +7 (915) 478 0578, факс: +7 (499) 248 3472.
info@su87.ru, su87.ru