N°6 (99) ОКТЯБРЬ 2023 НЕФТЬГАЗ ЗКСПОЗИЦИЯ Научно-технический журнал входит в перечень ВАК



ΡΟϹΗΕΦΤЬ

Разработка Северо-Комсомольского месторождения

Морфологические особенности ачимовских отложений

Методика оценки содержания битума

Карбонатные

коллекторы

Гидроразрыв на низкотемпературном карбонатном пласте

ГЕОЛОГИЯ

Реконструкция формирования пласта Д0

ПЕТРОЛАЙН-А

www.pla.ru

«Петролайн-А» профессионалы своего «ДЭЛА»

ТЕХНОЛОГИИ

Зоны стабильности газовых гидратов





Санкт-Петербург 31 октября-3 ноября



Российские предприятия успешно находят альтернативные решения и точки роста для развития технологического сотрудничества — все это в лучших традициях демонстрирует Петербургский международный газовый форум.

На протяжении многих лет мероприятие является уникальной площадкой, позволяющей представить новейшие прорывные технологические разработки и решения для нефтегазовой индустрии, которые способны конкурировать с западными образцами.

> Денис Мантуров — Заместитель Председателя Правительства РФ Министр промышленности и торговли РФ

ПМГФ входит в ТОП-5

самых масштабных международных конгрессно-выставочных проектов нефтегазовой отрасли



При поддержке











КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН ИНОСТРАННОГО ПРОИЗВОДСТВА

www.russturbo.ru



Петербургский международный газовый форум — это уникальная коммуникационная среда для обмена передовым опытом и информацией о технологических достижениях и научных разработках, обсуждения инновационных идей и направлений развития нефтегазовой отрасли.

Уверен, в рамках Форума ведущие нефтегазовые компании, представители государства, научного и экспертного общества проведут плодотворные дискуссии, найдут верные решения и смогут дать ценные практические рекомендации!

Павел Завальный Президент Союза организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»

17 000 участников из 52 стран

мероприятий деловой программы



ИБП В РЕЕСТРЕ РОССИЙСКОЙ РАДИОЭЛЕКТРОННОЙ ПРОДУКЦИИ МИНПРОМТОРГА



45 000 M² площадь экспозиции

30 % мероприятий с участием международных экспертов

凭 ЮГРАМАШ

Системы приема, хранения и регазификации СП

www.ugramash.ru



стенд Р26.2

стенд Р21



стенд Р20.3

P19.2

() ГИДРОГАЗ

8-9 ноября 2023 года в АО "ГИДРОГАЗ" состоится семинар-совещание главных специалистов нефтегазовых компаний.

«Реализация программ импортозамещения в области проектирования, эксплуатации, ремонта и обратного инжиниринга динамического оборудования».

Подробную информацию можно получить на стенде H4.2 павильон G.





Наружное противокоррозионное покрытия «Галоплен» разработано специалистами ООО «ПКМ»

ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

ПРИМЕНЯЕТСЯ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

- Технологических коммуникаций подземного базирования:
 - переходы «земля воздух»
 - площадки крановых узлов, фасонные детали сложной конфигурации
 - технологические трубопроводы
- Компрессорных станций

Покрытие «Галоплен» отличает от других защитных покрытий тем, что при его формировании отсутствует внутреннее напряжение между основным изолирующим слоем и защитнотранспортировочным.

Состояние покрытия обладает высокими эксплуатационными показателями и не требует ремонта длительное время.









Покрытие ремонтно-пригодно как в заводских, так и полевых условиях. Работы могут быть проведены как механическим (установки безвоздушного распыления высокого давления без подогрева составов), так и ручным способом (кисти, валики)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОКРЫТИЯ «ГАЛОПЛЕН»

- адгезия к стали 10,36 Мпа (норма 7,0 Мпа);
- диэлектрическая сплошность более 10,0 кВ/мм (норма 5,0 кВ/мм);
- влагопоглощение при температуре 60 °C 1,6 % (норма 5,0 %);
- высокий предел прочности при ударе:
 - при температуре минус 30 °С 7,82 Дж/мм (норма 3,0 Дж/мм),
 - при температуре плюс 40 °C 8,1 Дж/мм (норма 5,0 Дж/мм);
- площадь отслаивания при поляризации:
 - при температуре 20 °C после 30 суток выдержки 2,1 см² (норма 8 см²);
 - при температуре 60 °C после 30 суток выдержки 6,16 см² (норма 15 см²);
 - при температуре 65 °C при 3,5 V после 24 час выдержки 0,9 см² (норма 8 см²).

Включено в Реестр изоляционных материалов покрытий, разрешенных к применению на объектах ПАО «Газпром»

ООО «ПКМ» 124460, г. Москва, Зеленоград, 3-й Западный пр-д, д. 17, стр. 6



+7 (495) 979-03-14 info@galoplen.ru www.galoplen.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 12 Сурикова Е.С. Особенности разработки нефтяной оторочки пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения. Часть 2
- 16 Душин А.С. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 2



- 23 Загидуллин М.И. Методика оценки содержания битума по данным исследований керна кембрийских отложений одного из месторождений Восточной Сибири)
- **32** Кошкарова Е.Ф. Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы

39 Кулешов В.С. Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте



48 Хазиев Р.Р. Палеофациальная реконструкция формирования пласта ДО на месторождении нефти в пределах Западного склона Южно-Татарского свода

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность

52 ООО «Газпром недра»: «Газпром недра»: профессионализм, проверенный временем

Оборудование

54 ООО «НПФ «Модуль»: Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (99) Октябрь 2023

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «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 10-23/04-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 16.10.2023

ТИРАЖ: 1000 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.



Новосибирск, Октябрьская магистраль 4, оф. 1207

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным 3D3CБ-исследованиям

В практику нефтепоисковых работ в Западной и Восточной Сибири внедрена

новая технология наземной площадной электроразведки для увеличения достоверности прогноза НГ коллекторов. Обеспечен выход на новый технологический уровень оценки типа флюидонасыщения.

Прецизионность в 3D-3C5®

достигается подавлением влияния геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных Ee(x, y, t) и теоретических Es(x, y, t) значений отклика среды одновременно более чем для 50 Wi-Fi терминалов. Реконструкция объемного распределения сопротивления среды выполняется путем минимизации функционала

$$F(x,y,t) = \operatorname{argmin}\left(\frac{\|\varepsilon^{s}(x,y,t) - \varepsilon^{e}(x,y,t)\|}{\|\varepsilon^{e}(x,y,t)\|}\right)$$

Ожидаемый результат улучшенный прогноз:

- структурных ярусов осадочного чехла
- проницаемости и типа флюида
- положения ВНК
- точность прогноза 0.9

Апертура прогноза 3D-3CБ ®





aerosurveys.ru info@aerosurveys.ru

+ 7 (913) 009-98-89

+ 7 (905) 946-25-25

Автоматизация

57 Гулиев Р.З. Определение зон стабильности газовых гидратов при помощи методов машинного обучения



КИПИА

- 62 ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»: «Петролайн-А» профессионалы своего «ДЭЛА»
- 64 ООО «Валком»: Инновационные разработки компании «Валком»

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

66 ООО «АПС»: Герметизация прокладки кабелей в защитных трубах регулируемым уплотнителем межкабельного пространства АктивРинг

Компрессоры

68 ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»: Азотные компрессорные станции ТГА



Спецтехника

70 АО «РариТЭК Холдинг»: «РариТЭК» — эксперт по внедрению газомоторной техники

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР: Игнатьева C.E. / 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 C.A. / serg@runeft.ru Корнилов C.H. / stas@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н. Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н. Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н. Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н. Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н. Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н. Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н. Завидей Виктор Иванович — д.т.н. Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н. Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н. Индрупский Илья Михайлович — д.т.н. Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н. Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н. Песин Михаил Владимирович — д.т.н. Попов Сергей Николаевич — д.т.н. Пунанова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

делаем труд безопасным

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ПРЕДРЕЙСОВЫЕ И ПРЕДСМЕННЫЕ МЕДИЦИНСКИЕ ОСМОТРЫ









подключение в любой точке РФ

Преимущества автоматизации:



Снижение количества недопусков

_		
	I.	
-	L	
(ر	
	(0

В 3 раза меньше листов нетрудоспособности

форм отчетности



Кратный рост дисциплины и ответственности персонала



Снижение рисков штрафов от гос.органов



Цифровая аналитика состояния здоровья работников

Никакой бумаги и устарелых

MedPoint24 на сегодняшний день полностью соответствует новым требованиям законодательства



@medpoint24ru

@svypusk

🖡 @medpoint24





подробнее o MedPoint24



подробнее об изменениях в законе

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- Surikova E.S. Features of the bed PK₁ oil fringe exploitation on the Severo-Komsomolskoye field. Part 2
- **16** Dushin A.S. Morphological features of alluvial fan sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 2
- **23** Zagidullin M.I. Methodology for estimation of bitumen content based on the data of core studies of cambrian sediments of one of the fields in Eastern Siberia
- **32** Koshkarova E.F. Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of osinsky carbonate reservoirs and solution methods

- **39** Kuleshov V.S. Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir
- **48** Khaziev R.R. Paleofacial reconstruction of forming D0 formation at an oil field within the western slope of the South Tatar arch

SUPPLY

Automation

57 Guliev R.Z. Determination of stability zones of gas hydrates using machine learning methods

OIL GAS

ISSUE: 6 (99) october 2023

ISSUE DATE: 16.10.2023

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:

Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy Altunina L.K. – PhD in engineering sciences Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics Bogoyavlensky V.I. – PhD in engineering sciences Volozh Yu.A. – PhD in geology and mineralogy Gogonenkov G.N. – PhD in engineering sciences Golofast S.L. – PhD in engineering sciences Eremin N.A. – PhD in engineering sciences Zavidey V.I. – PhD in engineering sciences Zakirov E.S. – PhD in engineering sciences Zemenkov Yu.D. – PhD in engineering sciences Indrupsky I.M. – PhD in engineering sciences Isaev A.A. – PhD in engineering sciences Morozov V.P. – PhD in geology and mineralogy Pesin M.V. – PhD in engineering sciences Popov S.N. - PhD in engineering sciences Punanova S.A. - PhD in geology and mineralogy



ГОСУЛАРСТВЕННАЯ ЛУМА ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ











ОТКРЫТЫЙ ДИАЛОГ

2023 18-20 ОКТЯБРЯ

NT-EXPO.RU





Особенности разработки нефтяной оторочки пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения. Часть 2

Сурикова Е.С.¹, Собакарь М.В.¹, Галлямов Р.И.¹, Загородний А.В.², Ахмадуллин М.Э.² ¹ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ООО «СКН», Губкинский, Россия es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье проведен анализ параметров работы скважин пласта ПК₁ на Северо-Комсомольском месторождении. В результате выявлена латеральная анизотропия свойств коллектора пласта, которая зависит от направления (30° или 120°) и удаленности от системы кулисных разломов.

Материалы и методы

Выполнен статистический анализ зависимости показателей работы скважин от удаления скважин от разломной зоны.

Ключевые слова

Западная Сибирь, Северо-Комсомольское месторождение, сдвиги фундамента, новейшая тектоника, добыча углеводородов, прорывы воды

Для цитирования

Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Особенности разработки нефтяной оторочки пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения . Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 12–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-12-15

Поступила в редакцию: 28.07.2023

GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

Features of the bed PK₁ oil fringe exploitation on the Severo-Komsomolskoye field. Part 2

Surikova E.S.¹, Sobakar M.V.¹, Gallyamov R.I.¹, Zagorodniy A.V.², Akhmadullin M.E.²

¹"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²"SKN" LLC, Gubkinsky, Russia

es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Abstract

According to the parameters of the wells of the PK_1 formation of the Severo-Komsomolskoye oil-and-gas field. A lateral anisotropy of the reservoir properties was revealed, which depends on the direction (30° or 120°) and the distance from the system of faults.

Materials and methods

A statistical analysis of the dependence of well performance indicators on the distance of wells from the fault zone was performed.

Keywords

Western Siberia, basement strike-slip fault, Cenozoic tectonics, 3D seismic, oil production

For citation

Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodniy A.V., Akhmadullin M.E. Features of the bed PK₁ oil fringe exploitation on the Severo-Komsomolskoye field. Part 2. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 12–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-12-15

Received: 28.07.2023

Введение

В статье рассматривается влияние горизонтального сдвига фундамента и осложняющих его разломов на показатели работы скважин пласта ПК₁ Северо-Комсомольского месторождения.

Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе. По классификации месторождений углеводородов (УВ) оно является крупным, а по запасам высоковязкой нефти — одним из крупнейших в мире. Месторождение содержит порядка 50 залежей УВ в отложениях от верхнемеловых до юрских (пласты группы ПК, АП, БП, Ач, Ю). Залежь пласта ПК₁ покурской свиты сеномана (верхний мел) является основной, состоит из нефтяной оторочки толщиной 20 м и газовой шапки высотой около 40 м. Открыто месторождение в 1969 году, в 2000–2002 годах осуществлен ряд опытно-промышленных работ на пласт ПК₁, с 2018 года ведется разработка нефтяной оторочки пласта ПК₁.

Современный рельеф кровли пласта ПК₁ представляет собой изометричное валообразное поднятие амплитудой порядка 80 м (рис. 1). Поднятие нарушено кулисообразными разломами осадочного чехла, ассоциированными с левым сдвигом фундамента (рис. 1, 2). Разломы секут весь осадочный чехол, сверху вниз веерообразно сходятся в единую разломную зону на уровне фундамента. По сейсмическим разрезам разломы на уровне фундамента безамплитудные, а вверх по разрезу амплитуда увеличивается и достигает максимума (до 90 м) по поверхности кровли сеномана. Подробное описание структурной характеристики и дизъюнктивов дано в статье [4].

Интенсивная нарушенность разломами лицензионного участка оказывает влияние как на построение структурного каркаса, моделей залежей, так и на выбор системы разработки и параметры работы скважин.

Влияние разломной зоны сдвига фундамента на разведку и разработку месторождения

В результате пликативной и дизъюнктивной тектоники месторождение имеет сложное

блоковое строение с разными уровнями водонефтяного и газонефтяного контакта (ВНК и ГНК) по блокам. Построение структурного каркаса при неравномерном распределении разведочных скважин (отсутствии скважин в отдельных блоках) сопряжено с высокими рисками ошибок структурных карт. При время-глубинных преобразованиях в приразломных зонах очень важна корректная корреляция и надежная интерпретация геофизических исследований скважин, потому что даже небольшие вариации приводят к значительным отличиям в глубинно-скоростной модели и как следствие — в структуре.

В настоящее время кулисные разломы выполняют роль тектонических экранов, потому что разломная зона пересекает структуру-ловушку с мощной газовой шапкой. При этом в кайнозое, при образовании, разломы могли служить каналами для миграции УВ из нефтематеринских юрских и нижнемеловых толщ вверх по разрезу [2, 3], образуя многозалежные месторождения по типу «этажерок».

Образование сдвиговых разломов фундамента происходило в период альпийской тектонической активизации [1] под действием современного регионального стресса, направление которого влияет на современную флюидодинамику, путь распространения техногенных трещин при гидроразрыве пласта (ГРП).

В целом для территории Западной Сибири посредством промысловых исследований установлено направление максимального регионального стресса (сжатие) как субмеридиональное. В то же время есть площади, на которых открытыми оказались трещины вкрест максимальному региональному сжатию. Вектор максимального горизонтального стресса определяется направлением техногенной трещиноватости или вывалов по данным пластовых имиджей (комплексы FMI, UBI). В случае вертикальной скважины техногенные трещины образуются параллельно направлению максимального горизонтального сжатия, вывалы — перпендикулярно.

На Северо-Комсомольском лицензионном участке (ЛУ) FMI проведено в трех скважинах, кондиционный анализ получен в одной: «наблюдается интенсивное развитие вывалов стенки скважины в направлении восток-запад, развитие техногенной трещиноватости различной степени интенсивности в направлении север-юг, естественная трещиноватость практически не развита, представлена единичными трещинами». Конечно, данных одной скважины для заключения недостаточно, но косвенное подтверждение максимального регионального сжатия в направлении север-юг они дают.

Разработка высоковязкой нефтяной оторочки пласта ПК₁ на Северо-Комсомольском месторождении ведется скважинами с горизонтальными стволами протяженностью порядка 2 км. При планировании сети добывающих скважин были выбраны два направления горизонтальных стволов: 30° и 120°.

В пределах рассматриваемого ЛУ осадочный чехол нарушен разломной зоной,



Рис. 1. Структурная карта кровли пласта ПК₁ Fig. 1. Structural map of the top PK, layer



Рис. 2. Схема и статистика разломов на Северо-Комсомольском лицензионном участке: а — по отложениям фундамента, юры и нижнего мела, б — по отложениям мела и кайнозоя

Fig. 2. Scheme and statistics of faults in the Severo-Komsomolsky license area: a - in basement, jurassic and lower cretaceous deposits, 6 - in upper cretaceous and cenozoic deposits



Puc. 3. Параметры работы горизонтальных скважин направления 120⁶ Fig. 3. Operating parameters of horizontal wells of direction 120[°]



Puc. 4. Параметры работы горизонтальных скважин направления 30° Fig. 4. Operating parameters of horizontal wells of direction 30°

формирование которой предполагает значительное влияние регионального максимального и минимального стресса на породы вблизи зоны сдвига, что, по мнению авторов, также должно было повлиять на фильтрационно-емкостные свойства, в том числе пласта ПК₁. Для проверки гипотезы был проведен анализ работы скважин пласта ПК₁ обоих направлений добывающей сети и получены следующие результаты.

Наличие зависимости дебита нефти или жидкости от удаления от разломной зоны для горизонтальных стволов в направлении юго-восток (120°) свидетельствует о наличии анизотропии свойств пласта-коллектора в направлении минимального регионального напряжения (растяжение). На рисунке 3 показаны скважины направления 120°, где добыча ведется в 3 ряда по удалению от разломной зоны, и графики запускных показателей добычи жилкости и волы при условии. что ближний к разлому ряд взят за 100 %. Длина горизонтальных стволов скважин 2 км, то есть рассматриваются зоны на расстоянии 0-2 км, 2-4 км и 4-6 км от зоны сквозных кулисных разломов. Запускные дебиты по скважинам, непосредственно примыкающим к разломам (ряд 1), на 30-60 % выше, чем в скважинах второго или третьего ряда. При переходе от первого ко второму ряду дебит нефти снижается на 56 %, второй и третий ряды практически одинаковы по этому параметру (рис. 3).

По технологическим параметрам работы первого участка скважины, расположенные в приразломной зоне залежи (ряд 1), характеризуются более интенсивной динамикой роста газового фактора и более интенсивным темпом падения дебита нефти и жидкости. При этом динамика обводненности имеет противоположную картину: обводнение скважин происходит менее активно. По другим зонам наблюдается схожая картина за исключением обводненности. Этот параметр может быть как максимальным в приразломной зоне, так и минимальным. В целом можно заключить, что чем дальше расположены скважины от кулисных разломов, тем ниже запускные параметры добычи, тем менее интенсивная динамика роста газового фактора и темпы падения дебитов нефти и жидкости.

Для горизонтальных скважин с направлением северо-восток (30°) зависимость дебита нефти и жидкости от удаления от разломной зоны выражена менее ярко: при удалении от разломов на 2 км добыча нефти и жидкости на запуске становится меньше на 20 %, последующее удаление практически не влияет (рис. 4). При этом из технологических параметров работы скважин этого направления только газовый фактор показывает интенсивный рост вблизи разломов, на остальные параметры удаленность от разрывных нарушений не влияет (рис. 4).

Итоги

Анализ параметров работы горизонтальных нефтяных скважин пласта ПК₁ доказывает латеральную анизотропию свойств коллектора пласта.

Для скважин с направлением горизонтальных стволов юго-восток (120°):

- в зоне 2-4 км от кулисных разломов (ряд 2) дебит нефти ниже на 56 % по сравнению с зоной до 2 км (ряд 1).
- чем ближе расположены скважины к кулисным разломам, тем выше запускные параметры добычи нефти, тем более интенсивная динамика падения

добычи нефти и жидкости и роста газового фактора.

Для скважин с направлением горизонтальных стволов северо-восток (30°):

- зависимость дебита нефти от удаления от разломной зоны выражена менее ярко — при удалении от разломов более 2 км добыча нефти на запуске становится меньше на 20 %, последующее удаление практически не влияет.
- газовый фактор показывает интенсивный рост вблизи разломов, остальные параметры не зависят от удаленности от разрывных нарушений.

Выводы

Анализ параметров работы горизонтальных нефтяных скважин пласта ПК₁ показал, что на территории Северо-Комсомольского месторождения наблюдается латеральная анизотропия свойств коллектора пласта ПК₁, которая зависит от направления (30° или 120°) и удаленности от системы кулисных разломов. Это доказывает, что анизотропия является следствием не только седиментогенеза, но и воздействия напряжений при образовании осложняющих сдвиги фундамента разломов, секущих весь осадочный чехол. В результате в зонах, близким к разломам, сформирована более проницаемая фильтрационная среда гранулярного коллектора.

Литература

- Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–11.
- Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти

и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. 1966. № 2. С. 5–11.

- Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
- Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 40–45.

ENGLISH

Results

An analysis of the operation parameters of horizontal oil wells of the PK_1 bed proves the lateral anisotropy of the reservoir properties.

For horizontal wells directed southeast (120°):

- in the zone 2–4 km from the echelon faults (row 2), the oil production rate is lower by 56 % compared to the zone up to 2 km (row 1).
- the closer the wells are to the echelon faults, the higher the starting parameters of oil production, the more intense the dynamics of the decline in oil and liquid production and the growth of the gas factor.
- For horizontal wells directed northeast (30°):
- the correlation of oil production and the distance from the fault zone is less pronounced – at a distance from the faults of more than 2 km, oil production at the start is less by 20 % than within 2 km, subsequent removal has almost no effect.
- References 1. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Horizontal displacements of the basement of Western Siberia. Geology of oil and gas, 2007, Vol. 3, P. 3–11. (In Russ).
- 2. Gurari F.G., Kontorovich A.E., Ostry G.B. On the role of disjunctive disturbances in the formation of oil and gas deposits

in the Jurassic and Cretaceous deposits of the West Siberian Lowland. Geology of Oil and Gas, 1966, Vol. 2, P. 5–11. (In Russ).

 Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. Krasavchikov V.O. Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and development history of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and Geophysics,

• GOR shows an intensive growth near faults, other parameters do not depend on the distance from faults.

Conclusions

An analysis of the operation parameters of the PK_1 layer horizontal oil wells showed that at the Severo-Komsomolskoye field there is a lateral anisotropy of the PK_1 bed reservoir properties, which depends on the direction (30° or 120°) and the distance from the system of echelon faults. This proves that anisotropy is a consequence not only of sedimentogenesis, but also of the impact of stresses during the formation of faults that complicate the basement strike-slip fault and cross the entire sedimentary cover. As a result, in zones close to faults, a more permeable filtration medium of a granular reservoir is formed.

2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).

 Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodniy A.V., Akhmadullin M.E. Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 40–45. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сурикова Екатерина Сергеевна, к.г.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия Для контактов: es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Собакарь Михаил Владимирович, главный инженер проекта,

ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Галлямов Руслан Ирекович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Загородний Антон Владимирович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «СКН», Губкинский, Россия

Ахмадуллин Марат Эдгарович, начальник управления, ООО «СКН», Губкинский, Россия

Surikova Ekaterina Sergeevna, ph.d in of geology and mineralogical sciences, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia Corresponding author: es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Sobakar Mikhail Vladimirovich, chief project engineer, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gallyamov Ruslan Irekovich, senior specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Zagorodniy Anton Vladimirovich, deputy general director, chief geologist, "SKN" LLC, Gubkinsky, Russia

Akhmadullin Marat Edgarovich, head of department, "SKN" LLC, Gubkinsky, Russia

Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 2

Душин А.С.^{1,2}, **Хлебников Д.С.**¹, **Мартьянова К.В.**¹, **Хлебников М.С.**¹, **Одинцова М.Ю.**¹, **Габдуллина Е.Г.**¹ ¹ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, ²ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия dushinas@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе представлен комплексный анализ данных, который позволил выявить геоморфологию подводных конусов выноса. Установлено, что типы питающих систем и фациальная неоднородность влияют на особенности формирования коллекторов в различных частях подводных конусов выноса и предопределяют их качество, направление и скорость выклинивания песчаных тел. Выявленные закономерности морфологии коллектора могут быть использованы при геологическом моделировании и прогнозировании залежей.

Материалы и методы

Использованы геолого-геофизические данные по Тарасовскому месторождению, включая куб МОГТ 3D площадью 697,5 км², результаты интерпретации геофизических исследований скважин по 71 скважине, керновые данные по семи скважинам участка. Методика работ включала седиментологический и литолого-фациальный анализ, анализ кривых ГИС и динамическую

интерпретацию сейсмических данных, а также анализ морфологического строения конусов выноса по скважинным и керновым данным.

Ключевые слова

типизация подводных конусов выноса, ачимовские отложения, фациальная неоднородность, песчаные породы-коллекторы

Авторы работы выражают благодарность А.Ф. Кадырову и Т.В. Жерновковой за помощь в анализе геолого-геофизической информации.

Для цитирования

Душин А.С., Хлебников Д.С., Мартьянова К.В., Хлебников М.С., Одинцова М.Ю., Габдуллина Е.Г. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 16–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-16-20

Поступила в редакцию: 25.08.2023

GEOLOGY

UDC 552.578.2.061.4 | Original Paper

Morphological features of alluvial fan sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 2

Dushin A.S.^{1,2}, Khlebnikov D.S.¹, Martyanova K.V.¹, Khlebnikov M.S.¹, Odintsova M.Yu.¹, Gabdullina E.G.¹ ¹"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, ²Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia dushinas@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The work contains a comprehensive analysis of the data which allowed to detect the geomorphology of underwater alluvial fans. It was found that the types of feeding systems and the facies heterogeneity influence the peculiarities of the reservoir formation in various parts of underwater fans and predetermine their quality, direction and speed of sand body wedging-out. The identified common patterns in the reservoir morphology can be used in the geological modeling and prediction of deposits.

Materials and methods

The work was based on geological and geophysical data of Tarasovskoye field including a 697,5 km² 3D CDPM cube, well 71 survey interpretation results and the core data from seven wells of the site. The work methodology included the depositional and lithofacies analysis, analysis of the well survey curves and dynamic interpretation of the seismic data, as well as the analysis of the morphological structure of alluvial fans based on the well and core data.

Keywords

typification of underwater fans, achimov deposits, facies heterogeneity, sand reservoir rocks

For citation

Dushin A.S., Khlebnikov D.S., Martyanova K.V., Khlebnikov M.S., Odintsova M.Yu., Gabdullina E.G. Morphological features of alluvial fan sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 2. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 16–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-16-20

Особенности геологического строения ачимовских отложений

На сегодняшний день, в условиях повышенного интереса нефтяных компаний к поиску новых объектов в ачимовском комплексе, наряду с использованием сейсморазведочных данных важным аспектом изучения отложений является подробный анализ морфологического строения осадочных тел с привлечением всего комплекса данных. Особенно это актуально на слабо разбуренных участках. Привлечение данных по изученным объектам-аналогам, информации по региональному строению — важный дополнительный инструмент при прогнозе. Объектом изучения работы являются нижнемеловые ачимовские отложения пласта Ач1 Тарасовского лицензионного участка, которые представлены осадками тагринского клиноциклита сортымской свиты бериасского яруса нижнемеловой системы, в который входят пласты Ач5, Ач4, Ач3, Ач2, Ач1. Согласно региональным представлениям [1-5], формирование неокомских отложений происходило в различных vсловиях. включая континентальную, прибрежно-морскую и морскую части батиметрического профиля. Активизация рельефа на территории относительно близкорасположенной суши в берриасе привела к формированию косослоистой клиноформенной толщи [2, 4]. Трансгрессивно-регрессивный режим осалконакопления определил преобладаюшую аккумуляцию глинистых (при трансгрессивном режиме) и песчаных (при регрессивном режиме) пород рассматриваемых отложений пласта Ач1. Во время регрессивной части шикла в присклоновой зоне относительно глубоководных частей бассейна формировались подводные конусы выноса. На территории изучаемого участка по данным сейсморазведочных работ и интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) было установлено распространение двух из трех элементов клиноциклита: ундаформной, клиноформной части. Фондоформная зона распространена за пределами участка. С точки зрения фациальной приуроченности выделены области шельфа, склона, распределительные питающие каналы на склоне, распределительные каналы глубоководного конуса выноса, отложения лопастей глубоководного конуса выноса.

В ходе изучения динамических характеристик волнового поля и данных ГИС [7] было выделено два конуса выноса, отличающихся типом питающей системы. Северный имеет точечную питающую систему, а южный — многоточечный.

Строение элементов конусов выноса

В первой части статьи [7] показано геоморфологическое строение подводных конусов выноса в зависимости от их типа согласно Г. Редингу и М. Ричардсу [10] на изучаемом объекте — отложениях пласта Ач1 Тарасовского месторождения.

Подробный керновый анализ совместно с ланными ГИС позволили вылелить элементы конусов выноса (рис. 1). По литологии керна в скважине 1, вскрывшей область среднего конуса (рис. 2), видно, что преобладают песчаники с горизонтальной слоистостью, а также со следами взмучивания, в отличие от скважины 2. которая вскрыла самую краевую часть канала, где преобладают глинистые и алевритовые отложения с косой и горизонтальной слоистостью. Образование слоев песчаника в скважине 1 может быть связано с воздействием турбулентного потока на дно и тягой (протаскиванием) песчинок по дну, в результате чего и образуется горизонтальная слоистость. Данная скважина вскрывает среднюю часть конуса. в керне наблюдаются классические песчаные турбидиты ряда Боума [8] с градационной слоистостью и следами подошвенных знаков. В скважине 2, вскрывшей, по-видимому, самую краевую часть канала южного конуса. наблюдается заглинизированный разрез, что вполне согласуется с общепринятыми моделями [5, 9]. Кроме того, по данным керна, нижние слои песчаника имеют горизонтальную слоистость, верхние — косоволнистую и горизонтальную слоистость. Косая волнистость в основном



Рис. 1. Карта атрибута «Длина огибающей» и фациальная схема пласта Ач1 [6, с дополнениями] Fig. 1. Envelope length attribute map and Ach1 formation facies scheme [6 with updates]

связана с формированием ряби на морском дне при движении потока. Данная скважина вскрывает турбидитовые каналы, в которых поступление глинистого осадка было гораздо больше, чем в скважине 1.

В ходе работы была проанализирована зависимость эффективной мощности коллектора от расстояния между скважиной и точкой перехода активного русла в верхний конус (место сочленения области склона и бассейновой равнины) с учетом типов питающей системы (рис. 3), выделенных в первой части работы [7], и фациальной неоднородности (рис. 4). Так, отнесение северного конуса к одноточечному типу вполне коррелирует с предыдущими исследованиями и моделями [3, 10] и позволяет прогнозировать высокие мощности песчаных тел и одновременное их относительно быстрое выклинивание. Южный конус, который авторами данной работы отнесен к многоточечному типу, напротив, обладает более низкими значениями эффективных толщин, но большей протяженностью песчаных тел.

Кроме того, анализ графика с учетом выделенных фациальных тел (рис. 4) показывает, что каждая область обладает своим характером распределения эффективной мощности.

В области бассейновой равнины и склона в основном накапливаются илистые осадки с минимальной мощностью песчаных пластов (от 0 до 6 м).

В области верхнего конуса можно выделить две сильно отличающиеся друг от друга зоны: песчаные русла распределительных каналов и прирусловые валы. В первом типе тел, уже на относительно небольшом расстоянии от начала верхнего конуса (2–6 км), мощность формируемого коллектора может быстро достигать



Рис. 2. Литолого-петрофизический разрез в скв. 1 и скв. 2 Fig. 2. Lithological and petrophysical profile of well 1 and well 2





Fig. 3. Dependency of the reservoir net pay thickness from the distance between the formation drilling point and the point of the active channel transition to the top fan for various types of feeding systems

30 и даже 37 метров, в то время как во втором типе на различном удалении она редко превышает 15 м, в среднем обычно составляя 8–12 м. При этом поперечная ширина питающих каналов небольшая: 200–300 м, редко достигает 600 м. Длина каналов варьирует от 6 до 10 км.

В зоне среднего конуса за счет амальгамации осадков разница между канальными и межканальными осадками нивелируется, и в целом мошность коллектора здесь составляет 16-25 м, постепенно увеличиваясь с расстоянием до точки перехода активного русла в верхний конус. За счет такого эффекта наложения песчаных тел достаточно сложно выделить отдельно канальную часть и определить их ширину. Необходимо отметить, что большая часть нижнего конуса, по-видимому, находится за пределами исследуемого участка, в связи с чем заметного уменьшения мощности коллекторов и глинизации разреза с расстоянием здесь не наблюдается. Таким образом, западнее и северо-западнее рассматриваемого участка прогнозируется перспективная зона с развитой мощностью коллектора (рис. 1).

Итоги

В ходе подробного анализа волнового поля, седиментологического и литолого-фациального анализа установлена фациальная дифференциация подводных конусов выноса на изучаемом участке. При этом область верхнего конуса, содержащая в себе активные русла и песчаные прирусловые валы, будет отличаться быстрым выклиниванием вкрест направления каналов, и только в русловой части коллектор будет достигать максимальных значений (до 37 м). Вне канальной части в тонкозернистых межрусловых фациях мощности коллектора незначительны и редко превышают 4 м.

В области среднего конуса, где происходит амальгамация песчано-слоистых турбидитов, коллекторы значительно выдержаннее по простиранию и имеют мощности 16–26 м, достигая максимальных значений 31 м. Проведенный анализ показывает, что тип питающей системы также влияет на распределение и мощность коллектора. Конусы с точечным типом характеризуются высокими мощностями песчаных тел и одновременным их быстрым выклиниванием (около 5–6 км вдоль направления сноса). Конусы с многоточечным типом питающей системы характеризуются пониженной мощностью коллектора, но его большей протяженностью (10 км и более).

Выводы

Выполненный комплексный анализ данных ГИС, седиментологический анализ керна и динамическая интерпретация сейсмических данных позволили определить геоморфологию подводных конусов выноса. Для двух конусов выделены различные типы питающих систем, которые могут определять тип связанности коллектора.

При этом установлено, что различные части подводных конусов выноса (верхний, средний конус) предопределяют распределение коллектора, направление и скорость выклинивания песчаных тел.

Выявлены зависимости эффективной мощности коллектора от типа питающей системы, а также от фациальной неоднородности и расстояния до кромки шельфа, которые могут быть применимы при геологическом моделировании и прогнозировании распространения коллекторов, а также для поиска месторождений и залежей нефти и газа с аналогичными условиями осадконакопления.

Литература

- Александров В.М. Исследования особенностей геологического строения разновозрастных турбидитовых комплексов // Булатовские чтения. 2020. Т. 1. С. 28–35.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К.,



Рис. 4. Зависимость эффективной мощности коллектора от расстояния между точкой вскрытия пласта до точки перехода активного русла в верхний конус для различных фациальных зон

Fig. 4. Dependency of the reservoir net pay thickness from the distance between the formation drilling point and the point of the active channel transition to the top fan for various facies areas

> Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н., Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. №№ 5–6. С. 745–776.

- Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 3. 12 с.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
- Никишин А.М., Альмендингер О.А., Митюков А.В., Посаментиер Х.В., Рубцова Е.В. Глубоководные осадочные системы: объемные модели, основанные на 3Д сейсморазведке и полевых наблюдениях. М.: Макс пресс, 2012. 109 с.
- Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г., Лац С.А. Концептуальная модель формирования неокомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 75–90.
- Хлебников Д.С., Душин А.С., Мартьянова К.В., Хлебников М.С., Одинцова М.Ю., Габдуллина Е.Г. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 34–38.
- 8. Bouma A.H. Sedimentology of some flysch deposits. Amsterdam: Elsevier, 1962, 168 p. (In Eng).
- 9. Einsele G. Sedimentary Basins: evolution, facies, and sediment budgets. Springer-Verlag, Heidelberg, 1992, 792 p. (In Eng).
- 10. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, V. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

Results

As a result of the detailed wavefiled analysis, depositional and lithofacies analysis, the facies differentiation of underwater fans on the studied site was identified. At the same time the area of the top fan containing the active channels and sand levees will be distinguished by a quick cross wedging-out of the channel directions, and only in the bed part the reservoir will reach the maximum values (up to 37 m). Outside the channel part in the fine-grain interchannel facies, the reservoir thickness is insignificant and rarely exceeds 4 m.

In the middle fan area, where the amalgamation of laminated sand turbidites occurs, the reservoirs are significantly more consistent by the strike and have the thickness of 16-26 m reaching the maximum values of 31 m.

The performed analysis demonstrates that the detection of the feeding system type also has an effect on the reservoir distribution and thickness. The single-point type fans have high thickness of sand bodies and are characterized by their fast wedging-out (about 5–6 km along the drift).

References

- Aleksandrov V.M. Study of features of the geological structure of multi-age turbidite complexes. Readings of A.I. Bulatov, 2020, Vol. 1, P. 28–35. (In Russ).
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the west siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
- Mezentseva A.V., Baikov R.P., Zverev K.V. Typification of extension cones in Achimov formation of the Urengoy field. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2019, Vol. 14, issue 3, 12 p. (In Russ).
- Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. Geology and oil and gas bearing of Achmovskaya thickness of West Siberia. Moscow: Publisher of academy of rock sciences, 2000, 247 p. (In Russ).
- Nikishin A.M., Almendinger O.A., Mityukov A.V., Posamentier H.V., Rubtsova E.V. Deep Sea Sedimentary Systems: 3D models based on 3D seismic and field observations. Moscow: Max press, 2012, 109 p. (In Russ).
- Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G., Lats S.A. Conceptual model of neocomian series formation in Western Siberia. Oil and gas geology, 2019, issue 6, P. 75–90. (In Russ).
- 7. Khlebnikov D.S., Dushin A.S.,

The multipoint type fans are characterized by a lower reservoir thickness and greater length (10 km and more).

Conclusions

The performed comprehensive analysis of the well survey data, depositional core analysis and dynamic interpretation of the seismic data allowed to determine the geomorphological profile of underwater fans. Various types of feeding systems are identified for two fans and these types may determine the type of reservoir connectivity.

At the same time it was established that various parts of underwater fans (top and middle fans) predetermine the reservoir distribution, direction and wedging-out speed of sand bodies.

The dependencies of the reservoir net pay thickness from the feeding system type, as well as from facies heterogeneity and the distance from the shelf edge were identified, which can be applied in the geological modeling and prediction of reservoir distribution, as well as in the oil and gas exploration in case of the similar conditions of sediment accumulation.

Martyanova K.V., Khlebnikov M.S., Odintsova M.Yu., Gabdullina E.G. Morphological features of sand bodies of the Achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 34–38. (In Russ).

- 8. Bouma A.H. Sedimentology of some flysch deposits. Amsterdam: Elsevier, 1962, 168 p. (In Eng).
- 9. Einsele G. Sedimentary Basins: evolution, facies, and sediment budgets. Springer-Verlag, Heidelberg, 792 p. (In Eng).
- 10. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, Vol. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Душин Андрей Саитхужевич, к.г.-м.н., эксперт, отдел разработки и мониторинга месторождений (БНД и НАО), ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия

Для контактов: dushinas@bnipi.rosneft.ru

Хлебников Дмитрий Сергеевич, ведущий специалист сектора базовой (стандартной) обработки и глубинной миграции, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мартьянова Кристина Вадимовна, ведущий специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хлебников Михаил Сергеевич, руководитель сектора комплексной интерпретации Западная Сибирь, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Одинцова Марина Юрьевна, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Габдуллина Екатерина Георгиевна, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия Dushin Andrey Saitkhuzevich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the department of field development and monitoring (BND and NAO), "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia Corresponding author: dushinas@bnipi.rosneft.ru

Khlebnikov Dmitry Sergeevich, leading specialist of the basic (standard) processing and deep migration sector, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Martyanova Kristina Vadimovna, leading specialist of the department of regional geology, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khlebnikov Mikhail Sergeevich, head of integrated interpretation sector Western Siberia, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Odintsova Marina Yurievna, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gabdullina Ekaterina Georgievna, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia





ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов



О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов



Технический департамент Аналитический департамент



Цех по подготовке и производству оборудования Департамент обеспечения бизнеса



Испытательный полигон



Финансовый департамент

Отдел охраны труда и окружающей среды



Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ



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

💪 +7 (496) 616-70-08

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации!

Методика оценки содержания битума по данным исследований керна кембрийских отложений одного из месторождений Восточной Сибири

Загидуллин М.И., Потапов А.Г., Гарипова К.Ф. ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Лабораторные исследования керна из карбонатных пластов Восточной Сибири имеют свои трудности. К ним относятся высокая минерализация пластовой воды, ангидритизация, наличие тяжелых углеводородов и битумов в породеколлекторе. В настоящее время отсутствуют достоверные критерии для выявления битумов при интерпретации стандартных методов ГИС. Большой практический интерес представляет использование метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для описания характеристик флюида, насыщающего коллекторы с тяжелой нефтью. Комплексирование петрофизических (ЯМР, определение сохраненной водонасыщенности экстракционно-дистилляционным методом на аппарате Дина-Старка) и пиролитических методов позволяет охарактеризовать битуминозные образцы, а также определить граничные отсечки времен T_2 , отделяющие битумы, битумы и тяжелые фракции нефти от свободного порового пространства. Полученные граничные отсечки времени T_2 применены на кривых ЯМК. Получено неплохое сопоставление пористости, приходящейся на свободное поровое пространство, а также пористости, приходящейся на битумы и тяжелые фракции нефти, по керновым данным и по данным ЯМК. Дополнительно в статье описаны эксперименты по определению водородного индекса (ВИ) битумов и предложено значение водородного индекса, рекомендованного для практических задач интерпретации ГИС.

Материалы и методы

В лаборатории получить информацию о битуминозности возможно методами петрографии (визуальное изучение шлифов), геохимии (пиролитические исследования) и петрофизики (газоволюметрия, жидкостенасыщение, ЯМР), но данные методы не лишены недостатков. Разработанная методика на основе комплексного анализа лабораторных исследований дает возможность оценить объем пор, занятый битумом, а также определить граничные отсечки, позволяющие оценить долю пор, занятую тем или иным флюидом, что далее может быть использовано при интерпретации ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Ключевые слова

керн, битум, общая пористость, ЯМР, граничные отсечки времени $\mathrm{T_{2^{\prime}}}$ водородный индекс

Для цитирования

Загидуллин М.И., Потапов А.Г., Гарипова К.Ф. Методика оценки содержания битума по данным исследований керна кембрийских отложений одного из месторождений Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 23–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-23-30

Поступила в редакцию: 31.08.2023

GEOLOGY

UDK 550.822.3 | Original Paper

Methodology for estimation of bitumen content based on the data of core studies of cambrian sediments of one of the fields in Eastern Siberia

Zagidullin M.I., Potapov A.G., Garipova K.F.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

Laboratory studies of cores from carbonate formations in Eastern Siberia have their own difficulties. These include high mineralization of formation water, anhydritization, presence of heavy hydrocarbons and bitumen in the reservoir rock. At present, there are no reliable criteria for identifying bitumen when interpreting standard methods of geophysical well studies. Of great practical interest is the use of nuclear magnetic resonance (NMR) to describe the characteristics of fluid saturating reservoirs with heavy oil. The combination of petrophysical (NMR, determination of preserved water saturation by extraction-distillation method on Dina-Stark apparatus) and pyrolytic methods allows to characterize bituminous samples, as well as to determine boundary cutoffs of T₂ times separating bitumen, bituminous and heavy oil fractions from free pore space. The obtained T₂ time boundary cutoffs are applied to the nuclear magnetic logging curves. A good comparison of porosity attributable to free pore space and porosity attributable to bitumens and heavy oil fractions from core data and NMR logging data is obtained. In addition, the article describes experiments to determine the hydrogen index of bitumen and proposes a value of hydrogen index recommended for practical tasks of interpretation methods of geophysical well studies.

Materials and methods

In the laboratory it is possible to obtain information about bituminosity by methods of petrography (visual study of slits), geochemistry (pyrolytic studies) and petrophysics (gas-volumetry, liquid saturation, NMR), but these methods are not without disadvantages. The developed method based on a comprehensive analysis of laboratory studies allows us to estimate the volume of pores occupied by bitumen, as well as to determine the boundary cutoffs that allow us to estimate the fraction of pores occupied by a particular fluid, which can be further used in the interpretation of nuclear magnetic logging.

Keywords

core, bitumen, total porosity, NMR, T_{2} time boundary cutoffs, hydrogen index

For citation

Zagidullin M.I., Potapov A.G., Garipova K.F. Methodology for estimation of bitumen content based on the data of core studies of cambrian sediments of one of the fields in Eastern Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 23–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-23-30

Received: 31.08.2023

В связи со значительным снижением за последние десятилетия в структуре мировых запасов доли традиционной нефти все более существенную долю занимают трудноизвлекаемые запасы, к которым относятся тяжелая нефть и природные битумы, и их запасы в мире более чем в два раза превышают запасы традиционных углеводородов [1].

Битум представляет собой смесь углеводородов и их азотистых, кислородистых, сернистых и металлоорганических производных с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), образующихся в результате химического и биохимического окисления нефти [2]. Основной химический состав битума представлен углеродом (70–87 %), во дородом (8–12 %), серой (0,5–7 %), кислородом (0,2–12 %), азотом (0–2 %). Битум характеризуется плотностью или частично растворяется в бензоле, хлороформе, сероуглероде.

Присутствие битумов в поровом пространстве пород может оказывать существенное влияние на их свойства. Точное выявление битуминозных интервалов в разрезе пласта необходимо для эффективной разработки месторождений и получения максимально возможной нефтеотдачи.

В настоящее время отсутствуют достоверные критерии для выявления битумов при интерпретации стандартных методов ГИС. Большой практический интерес представляет использование метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для описания характеристик флюида, насышаюшего коллекторы с тяжелой нефтью. Наиболее широко применяемые методики интерпретации данных ЯМР-каротажа основаны на измерении характеристик ядерной магнитной релаксации пород-коллекторов. насышенных различными флюидами. обработке и анализе получаемых спектров распределения времен релаксации и установлении временных отсечек. При этом, используя различные эмпирические и теоретические модели, строят предположения о свойствах пород и насыщающих их флюидов [1, 3].

Получение информации о битуминозности породы возможно в лабораторных условиях методами петрографии (визуальное изучение шлифов), геохимии (пиролитические исследования), петрофизики (газоволюметрия, жидкостенасыщение, ЯМР) [4]. Однако данные методы не лишены недостатков. Так, при изучении шлифов по стандартной технологии получают информацию лишь о небольшом срезе породы, которую невозможно масштабировать на объем стандартного образца, не говоря уже об объеме пласта, а использование петрографической томографии (серия шлифов с одного образца) затратно и трудоемко. По пиролизу получают массовое содержание битумов, которое необходимо пересчитывать на объем, для этого нужно знать плотность битумов, которую определяют с помощью дополнительных экспериментов. В отличие от пиролиза с помощью метода ЯМР исследуют достаточный поровый объем для выполнения петрофизических исследований.

Целью работы является разработка методики оценки содержания битума в поровом пространстве пород коллекторов Восточной Сибири на основе комплексного анализа лабораторных исследований керна. Методика позволяет оценить объем пор, занятый битумом, и оценить его содержание по разрезу на основе комплексирования данных керн-ГИС. В основе методики лежит использование метода ЯМР, по данным которого определяются граничные отсечки, позволяющие оценить долю пор, занятую тем или иным флюидом, что далее может быть использовано при интерпретации ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) [5].

Комплексный способ количественного определения содержания битумов, тяжелых подвижных и неподвижных фракций нефти основан на симбиозе геохимических исследований (пиролиз) и петрофизических исследований (газоволюметрия, ЯМР). Способ заключается в определении количества битумов и тяжелых фракций нефти пиролитическим методом, а также расчет свободного порового пространства с использованием данных обшей пористости по ЯМР и водонасышенности (экстракционно-дистилляционный метод). Полученные значения содержания битумов. тяжелых фракций нефти и свободного порового пространства применяют на спектрах ЯМР при сохраненной насышенности и рассчитывают граничные отсечки времени Т₂, отделяющие битумы, битумы и тяжелые фракции нефти от свободного порового пространства.

Для разработки методики оценки содержания битума необходимо рассмотреть петрофизическую модель порового пространства битуминозных пород-коллекторов Восточной Сибири (рис. 1). Согласно модели, порода состоит из минерального скелета, цементирующих минералов, битуминозного органического вещества, тяжелых подвижных и неподвижных фракций нефти и воды. Свободное



Рис. 1. Петрофизическая модель порового пространства битуминозных породколлекторов Восточной Сибири

Fig. 1. Petrophysical model of pore space of bituminous reservoir rocks in Eastern Siberia

поровое пространство может быть образовано при удалении легких фракций нефти и газов в результате подъема керна на поверхность.

Объектом исследования являлся 21 цилиндрический образец с сохраненной насыщенностью пласта Б1 одного из месторождений Восточной Сибири. По визуальному описанию образцы представлены доломитами битумонефтенасыщенными, микрокристаллическими, микротонкокристаллическими, тонкокристаллическими, тонкомикрокристаллическими и известняками доломитистыми, неравномерно нефтенасыщенными, тонкомикрокристаллическими.

Согласно схеме исследований (рис. 2), каждый цилиндрический образец разделен на три части: образец 1 (плашка) отправлен на определение пиролитических параметров при сохраненной насыщенности, образец 2 — на определение петрофизических пара метров, образец 3 (дублер образцов 1 и 2) на определение водонасыщенности экстракционно-дистиляционным методом (ЭДМ).

На цилиндрическом образце 2 с сохраненной насышенностью определялась объемная флюидонасыщенность методом ЯМР. Для удаления легких УВ проводилась щадящая экстракция в хлороформе (несколько суток). После сушки при температуре 105 °С определялись ФЕС по гелию и сигнал ЯМР от образцов в сухом состоянии с сохраненными битумами. Далее образцы донасыщались керосином и определялась общая пористость по ЯМР. Похожие исследования проводились в работе [6]. Для получения сигнала ЯМР только от битумов образцы дробились и высушивались при температуре 105 °С, чтобы, предположительно, удалить воду в закрытых порах. В работе использовали размер фракции дробленой породы от 2 до 3.2 мм. Далее определялись объем твердой фазы и минералогическая плотность с помощью газового порозиметра UltraPore-300 и сигнал ЯМР от высушенных дробленых пород. С помощью метода газоволюметрии определялся объем порового пространства, не занятого битумами, через минералогическую плотность на дробленой породе и объемную плотность на цилиндрическом образце, соотнесенный к объему образца. С помощью метода ЯМР определялся объем порового пространства, занятого битумами, соотнесенный к объему образца. Сумма двух этих величин равняется общей пористости на дробленых породах, обозначенной в схеме исследований оранжевым цветом (рис. 2). Затем проводилась полная экстракция дробленых пород в трех растворителях. Заново определялись объем твердой фазы и минералогическая плотность, а также сигнал ЯМР от высушенных дробленых пород. По полученным данным рассчитан водородный индекс (ВИ) битумов [7]. Принцип расчета ВИ приведен по тексту ниже. Полученные результаты приведены в таблице 1. Распределения Т₂ на каждом этапе исследований на примере одного из образцов приведены на рисунке 3.

Объемная флюидонасыщенность по ЯМР с сохраненной насыщенностью составила 0,8–9,0 % (среднее 3,4 %), общая пористость по ЯМР после донасыщения керосином составила 0,9–16,4 % (среднее 5,9 %), сигнал ЯМР от сухих образцов в ед. пористости составил 0,7–1,8 % (среднее 1,1 %), пористость по газу после щадящей экстракции составила 0,1–16,0 % (среднее 5,6 %), проницаемость по Клинкенбергу составила 0,002– 87,90 мД (среднее 17,11 мД).

Как видно из рисунка 4а, проницаемость по Клинкенбергу и пористость по газу имеют экспоненциальную зависимость с R2 = 0,94. Общая пористость по ЯМР после донасыщения керосином и пористость по газу имеют тесную связь (рис. 46). На рисунке 4в приведено

сопоставление пористости, приходящейся на поровое пространство, освободившееся при подъеме керна на поверхность, с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином, на рисунке 4г приведено сопоставление объемной флюидонасыщенности по ЯМР с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином. Пористость, приходящаяся на поровое пространство, освободившееся при подъеме керна на поверхность, рассчитана как разность между общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином и объемной флюидонасыщенностью по ЯМР, определенной на образцах с сохраненной насыщенностью. Видно, что с ростом общей пористости по ЯМР увеличивается объемная флюидонасыщенность по ЯМР и пористость, приходящаяся на поровое пространство, освободившееся при подъеме керна на поверхность.

На рисунке 5 приведены четыре типа спектров Т₂ исследованных образцов с сохраненной насыщенностью. Тип 1 представлен доломитами неравномерно нефтенасыщенными микротонкокристаллическими, тип 2 представлен доломитами неравномерно





East Siberian fields



Рис. 3. Распределения Т₂ на каждом этапе исследований на примере образца № 29555/21





Рис. 4. Сопоставление проницаемости: a - по Клинкенбергус пористостью по газу; <math>6 - общей пористости по ЯМР последонасыщения керосином с пористостью по газу; <math>в - пористости,приходящейся на поровое пространство, освободившееся приподъеме керна на поверхность, с общей пористостью по ЯМР последонасыщения керосином; <math>r - объемной флюидонасыщенности по ЯМРс общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосиномFig. 4. Comparison of permeability: <math>a - by Klinkenberg with gas porosity;<math>6 - total porosity by NMR after kerosene pre-saturation with gas porosity;<math>s - porosity attributable to the pore space vacated during core lifting to thesurface with total porosity by NMR after kerosene pre-saturation;<math>z - volumetric fluid saturation by NMR with total porosity by NMR afterkerosene pre-saturation



Рис. 5. Типичные спектры T_2 образцов при сохраненной насыщенности Fig. 5. Typical T_2 distributions of samples at preserved saturation

битумонефтенасыщенными тонкомикрокристаллическими, тип 3 представлен доломитами неравномерно битумонефтенасыщенными микрокристаллическими, тип 4 представлен доломитами битумонасыщенными тонкокристаллическими. Спектры представлены двухи трехмодальным распределением. Диапазон времен Т₂ составляет от 0,05 мс до 100 мс (тип 3), до 200 мс (тип 4), до 500 мс (тип 2) и до 1 800 мс (тип 1). Время релаксации пропорционально размеру пор, следовательно, инкрементное распределение пористости по временам релаксации характеризует также и распределение пористости по размерам пор.

На рисунке 6 приведено сопоставление проницаемости по Клинкенбергу с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином на цилиндрических образцах (ц.о.) и проницаемости по Клинкенбергу с общей пористостью на дробленых породах (д.п.). Как видно из рисунка 6, проницаемость по Клинкенбергу хорошо сопоставляется с результатами определения пористости на цилиндрических образцах и на дробленых породах.

На следующем этапе работы по данным пиролиза определили пористость, приходящуюся на битумы и тяжелые фракции нефти, а также рассчитали свободное поровое пространство с использованием данных общей пористости по ЯМР после донасыщения керосином и водонасыщенности (экстракционно-дистилляционный метод). Объемы воды (ОВ) и нефти в образцах можно проконтролировать по данным реторты. Для расчета использовали формулы 1–4. Полученные результаты приведены в таблице 2.

$$M_{S2b,S2a,S1} = S_{2b,2a,S1} \times M_{coxp.uac.obp}$$
(1)

(2)

$$V_{S2b,S2a,S1} = \frac{M_{S2b,S2a,S1} \times 10^{-3}}{\rho_{S2b,S2a}}$$

$$Kn_{S2b,S2a,S1} = \frac{V_{S2b,S2a,S1}}{V_{obp.}} \times 100$$
 (3)

$$Kn_{FFI} = Kn_{\mathcal{M}MP} - Kn_{S2b} - Kn_{S2a} - -Kn_{\mathcal{I}Mma-Cmanka} - Kn_{S1}$$
(4)



Рис. 6. Сопоставление проницаемости по Клинкенбергу:

— — с общей пористостью на дробленых породах

with total porosity on crushed rocks

где S_{2b} — массовое содержание битуминозного ОВ и тяжелой (неподвижной) нефти, мг/г; S_{2a} — массовое содержание тяжелой (подвижной) нефти, мг/г; S₁ — массовое содержание легкой нефти, мг/г; М сохр. нас. обр масса образца с сохраненной насыщенностью, г; M_{S2b} — количество битуминозного ОВ и тяжелой (неподвижной) нефти в образце, мг; M_{S2a} — количество тяжелой (подвижной) нефти в образце, мг; M_{SI} — количество легкой нефти в образце, мг; V_{S2b} — объем битуминозного ОВ и тяжелой (неподвижной) нефти в образце, см³; V_{S2a} — объем тяжелой (подвижной) нефти в образце, см³; V_{SI} — объем легкой нефти в образце, см³; ρ_{S2b} — плотность биту-минозного ОВ и тяжелой (неподвижной) нефти в образце (получена способом растворения битуминизированной породы в кислоте и равна 1,14 г/см³), г/см³; ρ_{S2a} — плотность тяжелой (подвижной) нефти в образце (использовалась равной 1,14 г/см³), г/см³; $\rho_{SI}-$ плотность легкой нефти в образце (использовалась равной плотности нефти в поверхностных условиях), г/см³; Kn_{SMP} — общая пористость по ЯМР после донасыщения керосином, %; Kn_{S2b} — пористость, приходящаяся на битумы (S_{2b}), %; Kn_{S2a} — пористость, приходящаяся на тяжелые фракции нефти (S_{2a}), %; $Kn_{Juna-Cmapka}$ — пористость, приходящаяся на сорбированную воду (по результатам Дина-Старка), %; Kn_{SI} — пористость, приходящаяся на легкие фракции нефти (S_1), %; Kn_{FFI} — пористость, приходящаяся на свободное поровое пространство, %.

На рисунке 7 сопоставлены значения различных составляющих пористости: пористости, приходящейся на битумы, тяжелые фракции нефти, битумы и тяжелые фракции нефти, свободное поровое пространство, свободное поровое пространство и легкие фракции нефти с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином на цилиндрических образцах и общей пористостью на дробленых породах. Наблюдается линейная зависимость для образцов с коэффициентами детерминации

Табл. 1. Результаты определения ФЕС методами ЯМР и газоволюметрии пород пласта. Б1 Tab. 1. Results of filtration capacity properties determination by NMR and gas-volumetric methods for B1 reservoir rocks

Цилиндричесн				ские о	бразцы		Дробленые породы			
Лабораторный номер образца	Глубина по ГИС, м	Объемная флюидонасыщенность по ЯМР (при сохраненной насыщенности), %	Общая пористость по ЯМР (после донасыщения керосином), %	Сигнал ЯМР, приведенный к единицам пористости (исследование на обр. в сухом состоянии), %	Кп, приходящийся на поровое пространство, освободившееся при подъеме керна на поверхность, %	Пористость по газу, %	Проницаемость по Клинкенбергу, мД	Kn ЯМР, %	Кп гелий, %	Кп общ. = Кп ЯМР + Кп гелий, %
35302/21	1 459,24	2,6	4,5	0,9	1,9	4,4	0,01	1,0	5,2	6,2
35306/21	1 471,36	2,1	2,6	1,1	0,5	2,5	-	1,2	3,7	4,9
29555/21	1490,87	1,5	2,0	1,1	0,5	2,1	0,02	1,0	3,1	4,1
29561/21	1497,86	1,4	1,7	1,1	0,3	1,9	0,01	1,1	3,0	4,1
29567/21	1 509,63	4,0	8,1	1,1	4,1	7,8	0,92	1,1	8,3	9,4
29347/21	1 516,24	4,0	5,9	1,0	2,0	5,0	-	0,8	6,6	7,4
29575/21	1 516,31	6,2	12,7	1,3	6,4	12,2	87,90	1,4	13,5	14,8
29349/21	1 520,26	9,0	16,4	1,1	7,3	16,0	84,15	1,2	16,4	17,5
32334/21	1 525,19	1,4	2,1	0,7	0,7	1,9	0,00	0,7	2,6	3,3
29583/21	1 526,05	7,8	15,0	1,4	7,2	14,0	46,77	1,5	15,7	17,1
32337/21	1 537,98	1,0	2,1	1,0	1,0	2,1	0,01	1,0	2,6	3,6
29355/21	1 538,87	0,8	0,9	0,7	0,1	0,1	-	0,9	0,5	1,4
29363/21	1 555,87	4,1	5,7	1,6	1,7	4,9	0,15	1,4	6,5	7,8
29365/21	1566,64	4,1	9,0	1,3	4,9	8,5	-	1,4	8,9	10,3
4891/22	1757,53	4,7	8,7	1,2	4,0	8,3	2,47	1,3	10,1	11,4
32840/21	1762,55	1,8	4,3	1,2	2,4	4,0	0,03	1,4	4,6	6,0
4899/22	1767,05	2,9	4,4	0,9	1,5	4,4	-	1,1	5,7	6,8
32842/21	1771,04	3,2	3,8	1,0	0,6	3,4	-	0,9	4,6	5,5
32846/21	1774,55	2,9	5,0	0,8	2,1	4,2	-	0,9	5,1	6,0
4901/22	1775,73	2,9	4,3	1,8	1,4	4,9	-	1,7	6,0	7,7
4911/22	1795,91	3,4	5,1	1,2	1,8	4,7	0,04	1,4	5,3	6,7

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ОКТЯБРЬ 6 (99) 2023

 R^2 = 0,82; 0,75; 0,81; 0,91; 0,92 для сопоставления составляющих пористости с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином и с коэффициентами детерминации R^2 = 0,85; 0,81; 0,86; 0,84; 0,85 для сопоставления составляющих пористости с общей пористостью. Из рисунка 7 видно, что с увеличением общей пористости по ЯМР после донасыщения керосином и общей пористости растет объем порового пространства, а вместе с ним объем битумов и объем свободных пор, соотносящиеся к объему породы.

На рисунке 8 сопоставлены значения проницаемости по Клинкенбергу с различными составляющими пористости: пористостью, приходящейся на битумы, тяжелые фракции нефти, битумы и тяжелые фракции нефти, свободное поровое пространство, свободное поровое пространство и легкие фракции нефти. Наблюдается экспоненциальная зависимость для образцов с коэффициентами детерминации R^2 =0,90; 0,89; 0,91; 0,86; 0,87 соответственно. Из рисунка 8 видно, что с ростом объема битумов и объема свободных пор, соотносящихся к объему породы, увеличивается проницаемость.

Для расчета граничных отсечек времени T₂ использовали данные о содержании битумов, тяжелых фракций нефти и свободного порового пространства, полученные методом пиролиза, а также результаты определения количества воды, полученные экстракционнодистилляционным методом (табл. 2). Принцип определения граничных отсечек времени T₂ заключается в том, что количественное содержание битумов, тяжелых фракций нефти, воды и легких фракций нефти откладывают на оси «Кп (кумулятивный)», проводят прямую линию до пересечения с кумулятивной кривой (красная пунктирная линия) и опускают перпендикуляр на ось времени T₂. Полученное время T₂ и будет определяться в качестве граничной отсечки (рис. 9). Полученные результаты приведены в таблице 3.

Граничная отсечка битумов составила 0,2–3,9 мс (среднее 1,2 мс), отсечка битумов и тяжелых фракций нефти составила 0,3– 9,9 мс (среднее 3,2 мс) и отсечка битумов, тяжелых фракций нефти, воды и легких фракций нефти составила 0,3–383,6 мс (среднее 38,8 мс).

Рассчитанные граничные отсечки (индивидуальные и средние) времени Т₂ использованы для получения соответствующих значений пористости, относящейся к битумам и тяжелым неподвижным фракциям нефти, тяжелым подвижным фракциям нефти, свободному поровому пространству на кривых ЯМК (рис. 10). На рисунке 10 приведены три планшета для трех месторождений Восточной Сибири пласта Б1.

Как видно из рисунка 10 (трек 1 для планшетов), значения пористости, приходящейся









Рис. 7. Сопоставление различных составляющих пористости: а — пористость, приходящаяся на битумы; б — тяжелые фракции нефти; в — битумы и тяжелые фракции нефти; г — свободное поровое пространство; д — свободное поровое пространство и легкие фракции нефти

— — — с общей пористостью по ЯМР после донасыщения керосином на цилиндрических образцах

— — с общей пористостью на дробленых породах

Fig. 7. Comparison of different components of porosity: a - porosityattributable to bitumen; 6 - heavy oil fractions; B - bitumen and heavy oil fractions; a - free pore space; $\partial - free$ pore space and light oil fractions — — — with total porosity according to NMR after pre-saturation with

kerosene on cylindrical samples

— with total porosity on crushed rocks

Рис. 8. Сопоставление проницаемости по Клинкенбергу: с пористостью, приходящейся на битумы — а; тяжелые фракции нефти — б; битумы и тяжелые фракции нефти — в; свободное поровое пространство — г; свободное поровое пространство и легкие фракции нефти — д

Fig. 8. Comparison of permeability according to Klinkenberg: with porosity attributable to bitumen – a; heavy oil fractions – 6; bitumen and heavy oil fractions – B; free pore space – z; free pore space and light oil fractions – ∂

на свободное поровое пространство, рассчитанные с использованием средней граничной отсечки времени T_2 (38,8 мс) по данным ЯМК, и индивидуальных граничных отсечек времени T_2 по керновым данным, неплохо сопоставляются между собой. Аналогично значения пористости, приходящейся на битумы, битумы и тяжелые фракции нефти (треки 2 и 3 для планшетов), рассчитанные с использованием средней граничной отсечки времени T_2 по данным ЯМК (1,2 мс и 3,2 мс), и индивидуальных граничных отсечек времени T_2 по керновым данным, хорошо сопоставимы.

В данной работе проводились эксперименты по определению водородного индекса битумов. Для расчета ВИ битумов использовалась запатентованная технология ООО «ТННЦ» [7], основанная на регистрации изменения объема порового флюида методом ЯМР и газоволюметрическим методом до и после экстракции. Дробленая битумонасыщенная порода помещалась в датчик ЯМР-спектрометра и определялся объем битумов по ЯМР до экстракции. Затем дробленая порода помещалась в измерительный стакан гелиевого порозиметра и измерялся объем твердой фазы. После этого дробленая порода экстрагировалась последовательно в трех растворителях (хлороформ, вымачивание в керосине, смесь



Рис. 10. Геофизические планшеты с примененными граничными отсечками времени Т₂ для трех месторождений Восточной Сибири пласта Б1

Fig. 10. Geophysical plots with applied T_2 time boundary cutoffs for three East Siberian fields of the B1 reservoir

Табл. 2. Результаты количественного определения содержания битумов, тяжелых фракций нефти и свободного порового пространства комплексным способом

Tab. 2. Results of quantitative determination of bitumen content, heavy oil fractions and free pore space by complex method

Лаб. № образца	Глубина по ГИС, м	Проницаемость по Клинкенбергу, мД	Общая пористость по ЯМР (после донасыщения керосином), %	Kn (S2b), %	Kn (S2a), %	Kn (S2b + S2a), %	Кп (S1), %	Кп (вода), %	Кп (S2b + S2a + вода+S1), %	Kn FFI, %	Kn (FFI + S1), %
35302/21	1 459,24	0,011	4,47	0,14	0,11	0,25	0,10	0,95	1,30	3,17	3,27
35306/21	1 471,36	_	2,59	0,28	0,53	0,81	0,30	0,48	1,58	1,01	1,31
29555/21	1 490,87	0,02	2,04	0,07	0,02	0,09	0,01	0	0,10	1,94	1,96
29561/21	1 497,86	0,005	1,70	0,16	0,08	0,24	0,06	0,47	0,77	0,93	0,99
29567/21	1 509,63	0,921	8,05	0,66	0,30	0,96	0,24	0,23	1,43	6,62	6,86
29347/21	1 516,24	_	5,95	0,24	0,18	0,43	0,14	0,51	1,08	4,87	5,01
29575/21	1 516,31	87,905	12,68	1,20	1,03	2,22	0,65	0,24	3,12	9,57	10,22
29349/21	1 520,26	84,150	16,37	1,44	1,17	2,61	0,89	0,46	3,96	12,40	13,29
32334/21	1 525,19	0,00	2,05	0,27	0,16	0,43	0,11	0	0,54	1,51	1,62
29583/21	1 526,05	46,77	15,00	1,34	1,14	2,48	0,64	3,32	6,44	8,56	9,20
32337/21	1 537,98	0,01	2,05	0,15	0,03	0,18	0,02	0	0,20	1,85	1,87
29355/21	1 538,87	_	0,91	0,05	0,05	0,10	0,02	0,27	0,39	0,52	0,54
29363/21	1 555,87	0,147	5,71	0,71	0,53	1,24	0,42	0,95	2,61	3,10	3,52
29365/21	1 566,64	_	8,96	0,62	0,58	1,20	0,55	0,47	2,22	6,74	7,29
4891/22	1757,53	2,47	8,68	1,08	0,91	1,99	0,35	2,27	4,60	4,08	4,43
32840/21	1762,55	0,03	4,28	0,09	0,21	0,31	0,17	0	0,47	3,80	3,97
4899/22	1767,05	_	4,37	0,66	0,57	1,24	0,44	0,98	2,65	1,71	2,15
32842/21	1771,04	_	3,81	0,65	0,29	0,94	0,27	0,23	1,43	2,38	2,65
32846/21	1774,55	-	5,00	0,52	0,55	1,07	0,36	0	1,43	3,57	3,93
4901/22	1775,73	_	4,33	0,61	0,63	1,24	0,19	1,48	2,91	1,42	1,61
4911/22	1 795,91	0,04	5,13	0,32	0,32	0,64	0,28	0	0,91	4,22	4,49

хлороформа и ксилола в соотношении 1:1) для максимально возможной очистки от битумов и высушивалась при температуре 105 °C до постоянной массы. Определялся сигнал ЯМР от сухой экстрагированной дробленой породы, а также объем твердой фазы в гелиевом порозиметре. Водородный индекс битумов рассчитывался по формуле:

$$BH_{\delta um} = \frac{V_{\mathcal{R}MP nocxe uµad.экстр.} - V_{\mathcal{R}MP nocxe nosu.экстр.}}{V_{ms.\phi.nocxe uµad.экстр.} - V_{ms.\phi.nocxe nosu.экстр.}}$$
(5)

где V_{SMP} после щад. экстр. — объем битумов по SMP после щадящей экстракции, см³; V_{SMP} после полн. экстрр. — сигнал SMP от сухой экстрагированной породы в единицах объема, см³; $V_{ms.\phi. после щад. экстр.}$ — объем твердой фазы после щадящей экстракции, см³; $V_{ms.\phi. после полн. экстрр.}$ — объем твердой фазы после полной экстракции, см³ (табл. 4).

Для практических задач интерпретации ГИС рекомендуется использовать значение водородного индекса битумов, равное 0,789 д.е.

Рекомендации

- Необходимо увеличить статистику количественного определения битумов комплексным способом для внесения поправки при подсчете запасов подвижных углеводородов коллекторов Восточной Сибири.
- 2. Для уточнения граничных отсечек

Табл. 3. Результаты определения граничных отсечек времени ${\rm T_2}$ Tab. 3. Results of determination of boundary time cutoffs ${\rm T_2}$

времени T₂ необходимо обеспечивать максимальное подобие насыщения флюидами образцов керна как в зоне исследований ЯМК (использование нефти и фильтрата бурового раствора в случае его проникновения в породу).

 Для корректного расчета водородного индекса битумов рекомендуется увеличить статистику исследуемых образцов пород Восточной Сибири и использовать образцы с высоким содержанием битумов.

Итоги

Разработанная методика оценки содержания битума в поровом пространстве пород коллекторов Восточной Сибири на основе комплексного анализа лабораторных исследований керна позволила оценить объем пор, занятый битумом, и оценить его содержание по разрезу. Определены граничные отсечки, позволяющие оценить долю пор. занятую тем или иным флюидом. Получено неплохое сопоставление пористости, приходящейся на свободное поровое пространство, а также пористости, приходящейся на битумы и тяжелые фракции нефти, по керновым данным и по данным ЯМК. Описаны эксперименты по определению водородного индекса битумов и предложено значение водородного индекса, рекомендованного для практических задач интерпретации ГИС.

Выводы

- Предложен комплексный способ количественного определения битумов коллекторов Восточной Сибири, основанный на использовании методов газоволюметрии, ЯМР и пиролиза.
- Для исследованной коллекции образцов построены зависимости пористостьпористость и пористость-проницаемость с высоким коэффициентом детерминации. Рассчитано количественное содержание битумов комплексным способом.
- Рассчитаны граничные отсечки времени Т₂, отделяющие битумы, тяжелые нефти и свободное поровое пространство. Средняя отсечка битумов составила 1,2 мс, средняя отсечка битумов и тяжелых фракций нефти составила 3,2 мс, средняя отсечка битумов, тяжелых фракций нефти и воды составила 38,8 мс.
- Полученные граничные отсечки времени T₂ применены на кривых ЯМК. Получено неплохое сопоставление пористости, приходящейся на свободное поровое пространство, а также пористости, приходящейся на битумы и тяжелые фракции нефти, по керновым данным и по данным ЯМК.
- Для практических задач интерпретации ГИС рекомендуется использовать значение водородного индекса битумов, равное 0,789 д.е.

№ n/n	Лаб. N ^е образца	Глубина по ГИС, м	Проницаемость по Клинкенбергу, мД	Общая пористость по ЯМР (после донасыщения керосином), %	Kn (S2b), %	Kn (S2b + S2a), %	Кп (S2b + S2a + вода+S1), %	Kn FFI, %	Граничная отсечка битумов, мс	Граничная отсечка битумов и тяжелых фракций нефти, мс	Граничная отсечка битумов, тяжелых фракций нефти, воды и легких фракций нефти, мс
1	35302/21	1 459,24	0,011	4,47	0,14	0,25	1,30	3,17	0,7	1,2	16,9
2	35306/21	1 471,36	-	2,59	0,28	0,81	1,58	1,01	1,0	9,9	30,5
3	29555/21	1 490,87	0,02	2,04	0,07	0,09	0,10	1,94	0,2	0,3	0,3
4	29561/21	1 497,86	0,005	1,70	0,16	0,24	0,77	0,93	1,2	1,8	12,0
5	29567/21	1 509,63	0,921	8,05	0,66	0,96	1,43	6,62	1,3	2,2	3,8
6	29347/21	1 516,24	-	5,95	0,24	0,43	1,08	4,87	0,9	1,3	3,0
7	29575/21	1 516,31	87,905	12,68	1,20	2,22	3,12	9,57	1,7	3,9	6,6
8	29349/21	1 520,26	84,150	16,37	1,44	2,61	3,96	12,40	0,6	1,1	1,9
9	32334/21	1 525,19	0,00	2,05	0,27	0,43	0,54	1,51	0,8	1,9	3,1
10	29583/21	1 526,05	46,77	15,00	1,34	2,48	6,44	8,56	1,0	3,4	38,0
11	32337/21	1 537,98	0,01	2,05	0,15	0,18	0,20	1,85	3,9	4,6	5,0
12	29355/21	1 538,87	_	0,91	0,05	0,10	0,39	0,52	0,5	0,9	9,5
13	29363/21	1 555,87	0,147	5,71	0,71	1,24	2,61	3,10	0,9	2,4	16,6
14	29365/21	1 566,64	-	8,96	0,62	1,20	2,22	6,74	0,6	1,3	4,8
15	4891/22	1757,53	2,47	8,68	1,08	1,99	4,60	4,08	3,4	9,8	383,6
16	32840/21	1762,55	0,03	4,28	0,09	0,31	0,47	3,80	0,7	4,5	8,4
17	4899/22	1767,05	-	4,37	0,66	1,24	2,65	1,71	1,5	5,7	51,6
18	32842/21	1771,04	-	3,81	0,65	0,94	1,43	2,38	0,6	1,1	2,7
19	32846/21	1774,55	-	5,00	0,52	1,07	1,43	3,57	0,9	2,7	4,9
20	4901/22	1775,73	-	4,33	0,61	1,24	2,91	1,42	3,5	8,2	216,0
21	4911/22	1795,91	0,04	5,13	0,32	0,64	0,91	4,22	0,8	1,7	2,7

Табл. 4. Результаты определения водородного индекса битумов пород пласта Б1 Tab. 4. Results of determination of hydrogen index of bitumens of B1 formation rocks

Лаб.№ Глубина		После щадящей экстракции	1	После полной экстракц	Водородный индекс	
образца	по ГИС, м	Объем твердой фазы, см ³	Объем флюида, см ³	Объем твердой фазы, см ³	Объем флюида, см ³	(ВИ), д.е.
4891/22	1757,53	8,470	0,132	8,459	0,123	0,789

	 Литература Абдуллин Т.Р. Исследование неоднородности распределения вязкости тяжелой нефти по залежи методом ядерно-магнитного резонанса (на примере месторождений тяжелой нефти Республики Татарстан). Диссертация. 25.00.17. Бугульма: ТатНИПИнефть, 2017. 100 с. Битумы. Большая российская энциклопедия. М.: 2004–2017. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для 	4.	характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с. Марков В.В., Заночуев С.А., Рязанова Т.А. Способ выделения битумонасыщенных интервалов в карбонатных породах на основе результатов пиролитического исследования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 5. С. 32–36. Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Николаев М.Ю. Опыт ТННЦ по изучению керна методом ЯМР // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2014. № 3. С. 22–25.	6.	Загидуллин М.И., Гильманов Я.И., Кукарский М.С. Способ определения общей пористости естественно- насыщенных образцов горных пород с использованием метода ЯМР // Патент № 2780988 от 04.10.2022. Потапов А.Г., Загидуллин М.И. Способ определения эффективного водородного индекса флюидов полностью или частично насыщающих поровое пространство естественно-насыщенных образцов горных пород // Патент № 2748894 от 01.06.2021.
--	---	----	---	----	--

ENGLISH

Results

The developed methodology for estimating the bitumen content in the pore space of reservoir rocks in Eastern Siberia based on a comprehensive analysis of laboratory core studies allowed us to estimate the volume of pores occupied by bitumen and to estimate its content along the section. Boundary cutoffs were determined, which allow estimating the fraction of pores occupied by this or that fluid. A good comparison of porosity attributable to free pore space and porosity attributable to bitumen and heavy oil fractions from core data and NMR logging data is obtained. Experiments to determine the hydrogen index of bitumen are described and the value of hydrogen index recommended for practical tasks of methods of geophysical well studies interpretation is proposed.

Conclusions

 A complex method of quantitative determination of bitumen of East Siberian reservoirs based on the use of gas-volumetric, NMR and pyrolysis methods is proposed.

References

- 1. Abdullin T.R. Research of heterogeneity of heavy oil viscosity distribution over the deposit by nuclear magnetic resonance method (by the example of heavy oil fields of the Republic of Tatarstan). Dissertation, 25.00.17, Bugulma: TatNIPIneft, 2017, 100 p. (In Russ).
- 2. Bitumens. Big Russian Encyclopedia, in 35 vol. Moscow: 2004–2017. (In Russ).
- 3. Jafarov I.S., Syngaevsky P.E., Khafizov S.F. Application of nuclear magnetic resonance

- Porosity-porosity and porosity-permeability dependences with high coefficient of determination were constructed for the studied sample collection. The quantitative bitumen content was calculated by the complex method.
- The boundary time cutoffs T₂ separating bitumen, heavy oil and free pore space were calculated. The average cutoff of bitumen was 1,2 ms, the average cutoff of bitumen and heavy oil fraction was 3,2 ms, and the average cutoff of bitumen, heavy oil and water fraction was 38,8 ms.
- The obtained T₂ time boundary cutoffs were applied to the NMR logging curves. A good comparison of porosity attributable to free pore space and porosity attributable to bitumen and heavy oil fractions from core data and NMR logging data was obtained.
- For practical tasks of methods of geophysical well studies interpretation it is recommended to use the value of bitumen hydrogen index equal to 0,789 d.u.

of OAO NK ROSNEFT, 2014, Vol. 3, P. 22–25. (In Russ).

- Zagidullin M.I., Gilmanov Ya.I., Kukarsky M.S. Method for determining the total porosity of naturally saturated rock samples using NMR method. Patent Vol. 2780988 from 04.10.2022. (In Russ).
- Potapov A.G., Zagidullin M.I. Method for determining the effective hydrogen index of fluids fully or partially saturating the pore space of naturally saturated rock samples. Patent Vol. 2748894 from 01.06.2021. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

method for characterization of composition

Moscow: Khimiya, 2002, 439 p. (In Russ).

4. Markov V.V., Zanochuev S.A., Ryazanova T.A.

on the results of pyrolytic study. Geology,

fields, 2022, issue 5, P. 32-36. (In Russ).

5. Gilmanov Ya.I., Salomatin E.N., Nikolaev M.Yu.

method. Scientific and Technical Bulletin

geophysics and development of oil and gas

and distribution of formation fluids.

Method of separation of bituminous

intervals in carbonate rocks based

Tyumen petroleum research center

experience in studying core by NMR

Загидуллин Максим Ильварович, главный специалист отдела петрофизических исследований керна управления лабораторных исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Потапов Артём Геннадьевич, заведующий лабораторией отдела петрофизических исследований керна управления лабораторных исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гарипова Карина Фауадисовна, специалист отдела петрофизических исследований керна управления лабораторных исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Zagidullin Maxim Ilvarovich, chief specialist, department of petrophysical core research, laboratory research department, "Tyumen petroleum research center " LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: mizagidullin2@tnnc.rosneft.ru

Potapov Artem Gennadyevich, head of laboratory, department of petrophysical core research, laboratory research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Garipova Karina Fauadisovna, specialist, department of petrophysical core research, laboratory research department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



ЛИДЕР ПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ К ГАЗОВЫМ ПОРШНЕВЫМ КОМПРЕССОРАМ

Изготавливаем разные модификации всасывающих и нагнетательных клапанов для всех видов газовых поршневых компрессоров, производимых в России



Реализуется программа ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Освоены клапаны на ряд компрессоров зарубежных производителей: латвийские — вся линейка клапанов VIENYBE, немецкие — типа 4HR3KN, американские — Ariel и COOK Compression, аргентинские — AGIRA, Aspro, Galileo и др., английские — CPI, австрийские — Hoerbiger, швейцарские — ремкомплекты к клапанам Burchardt Compression. Также изготовим любые импортные клапаны по чертежам или образцам!

> стота Повышенная кивания надежность

Качественные материалы, корпусных деталей

Простота обслуживания

Высокотехнологичные полимеры внутренней части



353217, Краснодарский край, р-он Динской, п. Южный, ул. Сверерная, д. 67/1 +7 918-231-70-34 +7 918-343-22-22 ckt-ooo@mail.ru www.ooo-ckt.ru

Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы

Кошкарова Е.Ф.¹, Наумов В.А¹., Бухарова И.А.¹, Тихонова К.В.¹, Чиргун А.С.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлены результаты анализа зависимостей Дахнова-Арчи $P_H = f(K_B)$, построенных на керновых данных Среднеботуобинского месторождения до и после экстрагирования. По уравнениям этих зависимостей в карбонатных коллекторах осинского горизонта были определены значения коэффициентов нефтегазонасыщенности. Проведено сравнение значений коэффициента нефтегазонасыщенности (*K*_H₂) по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) и Кво керн по газо- и нефтенасыщенной части пласта. Наиболее достоверной оказалась зависимость, построенная на керновых исследованиях до экстрагирования. Данная зависимость впервые применена для определения Кнг коллекторов осинского горизонта при подсчете запасов.

Материалы и методы

Построены две петрофизические зависимости для определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта на керновых данных до и после экстрагирования. Зависимость после эстрагирования построена на керновых данных 13 скважин (1029 образцов), зависимость до экстрагирования по керну одной скважины (67 образцов).

Ключевые слова

осинский горизонт, карбонатный коллектор, смачиваемость, нефтегазонасыщенность, экстрагирование керна, петрофизическая зависимость

Для цитирования

Кошкарова Е.Ф., Наумов В.А., Бухарова И.А., Тихонова К.В., Чиргун А.С. Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 32–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-32-36

Поступила в редакцию: 31.08.2023

GEOLOGY

UDC 550.8.053 | Original paper

Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of osinsky carbonate reservoirs and solution methods

Koshkarova E.F.¹, Naumov V.A.¹, Bukharova I.A.¹, Tikhonova K.V.¹, Chirgun A.S.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"Taas-Yuryakh Neftegazodobycha" LLC, Irkutsk, Russia

efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the analysis of the Dakhnov-Archie functions FRF = f(Sw) based on core data from Srednebotuobinskoye field before and after extraction. The equations were used to determine the hydrocarbon saturation indices in the carbonate reservoirs of the osinsky horizon. The values of the log-based oil and gas saturation coefficient and the core-based geophysical surveys of wells for the gas- and oil-saturated part of the reservoir were compared. The function based on the core studies before extraction proved to be the most reliable one. This function was applied for the first time to determine the oil and gas saturation coefficient of the osinsky reservoirs for reserves estimation purposes.

Materials and methods

Two petrophysical functions were built to determine the hydrocarbon saturation of carbonate reservoirs of the osinsky horizon based on core data before and after extraction. The post-extraction function is based on core data from 13 wells (1 029 samples), the pre-extraction function is based on the core from a single well (67 samples).

For citation

Koshkarova E.F., Naumov V.A., Bukharova I.A., Tikhonova K.V., Chirgun A.S. Debatable interpretation of hydrocarbon saturation of osinsky carbonate reservoirs and solution methods. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 32–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-32-36

osinsky horizon, carbonate reservoir, wettability, oil and gas saturation, core extraction, petrophysical function

Введение

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Мирнинского улуса (района) Республики Саха (Якутия). Ближайшими месторождениями являются Курунгское, Кыттыгасское, Кубалахское, Чаяндинское, Тас-Юряхское, Хотого-Мурбайское, Ильгычахское. Среднеботуобинское месторождение является одним из крупнейших по запасам нефти и газа в Восточной Сибири. В 1970-х годах здесь впервые на Сибирской платформе была доказана промышленная нефегазоносность вендских и кембрийских отложений. До недавнего времени центром изучения являлись терригенные отложения венда — ботуобинский горизонт, где сосредоточена большая часть запасов. Изучению карбонатных отложений кембрия — осинского и юряхского горизонтов — уделялось гораздо меньше внимания. Опытно-промышленная эксплуатация низкопроницаемых карбонатных отложений осинского горизонта начата только в 2018 году [1].

Определение нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов является актуальной проблемой, которая имеет длительную историю развития. Применение стандартных зависимостей электрической модели Дахнова-Арчи, построенных для гидрофильных коллекторов, приводит к занижению коэффициента водонасыщенности и, соответственно, к завышению значений коэффициента нефтегазонасыщенности в карбонатных коллекторах.

Еще в 1981 году в работе [2] отмечалось, что в карбонатных коллекторах низкие значения остаточной водонасыщенности, определенные прямым методом, часто объясняются гидрофобизацией пор, поэтому при обосновании коэффициента нефтенасыщенности при подсчете запасов нефти и газа необходим учет пластовых условий, повышающий величину *Кво* [2].

В последующие годы данной теме также были посвящены многие работы. В учебном пособии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина указывается, что эффективное решение задач оценки фильтрационноемкостных свойств пласта связано с проблемой воссоздания в лабораторных условиях смачиваемости, адекватной по своей структуре и свойствам реальной смачиваемости пласта. Показатель насыщения *п* необходимо измерять в условиях смачиваемости на керне с естественной или восстановленной водонасыщенностью, поскольку он влияет на корректное определение водонасыщенности, которая участвует в подсчете запасов. В противном случае водонасыщенность, определенная по ГИС, будет занижена [3].

Проблема важности сохранения естественной смачиваемости была рассмотрена в работах Н.А. Скибицкой совместно с соавторами в 2014–2022 годах [4–7]. Авторы отмечали в статье [5], что на рассматриваемых месторождениях породы имеют различную характеристику по смачиваемости. По данным исследований керна были получены связи типа «керн-керн» и построены объемные модели распределения величин углов избирательной и относительной смачиваемости, на основе которых можно обосновывать ре комендации по воздействию на пласты с целью увеличения коэффициента извлечения углеводородов.

Вопрос о необходимости сохранения естественной смачиваемости поднимался

в работе Д.А. Кожевникова и К.В. Коваленко в 2011 году [8].

В данной статье проведен анализ зависимостей для определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта, построенных на керновых данных Среднеботуобинского месторождения до и после экстрагирования.

Геологическое строение и литологическая характеристика осинского горизонта

Осинский горизонт билирской свиты приурочен к подошве нижнекембрийского карбонатного комплекса, перекрывающегося галогенно-сульфатно-карбонатными породами юрегинской свиты. Билирская свита залегает согласно на юряхской и соответствует нижним частям усольской свиты, выделяемой в западных и юго-восточных частях Сибирской платформы. Толщина билирской свиты изменяется от 32 до 84 м. Отложениям билирской свиты соответствует продуктивный пласт Б1-2.

Отложения осинского горизонта характеризуются низкой пластовой температурой 10–11 °С. Вскрытие продуктивных отложений и промыслово-геофизические исследования в скважинах проведены преимущественно на рассолах, полимерно-соленасыщенных и полимерных растворах.

Пластовые воды представлены рассолами хлоркальциевого состава, среднее значение минерализации по результатам исследований проб воды Среднеботуобинского месторождения составляет 355 г/л.

Отложения пласта Б1-2 представлены известняками, доломитами и их переходными разностями (рис. 1). Непроницаемые пропластки, помимо карбонатных плотных пород, включают ангидриты доломитизированные и известковистые аргиллиты.

Известняки — литокластово-ооидные с фитокластами, в различной степени доломитизированные, окремненные, редко — тонкими прослоями — глинистые, перекристаллизованные, мелкотонкокристаллические, органогенно-микробиальные, первично водорослевые.

Доломиты вторичные разно-, мелкои микрокристаллические, прослоями пластово-строматолитовые, с реликтами микробиально-водорослевых остатков, мозаичной структуры, в различной степени известковистые, сульфатизированные, с реликтами литокластов, онколитами, включениями галита, ангидрита, неравномерно окремненные, глинистые, битуминозные, стилолитизированные, в различной степени мелкокавернозные, микротрещиноватые, пористые. Трещины открытые и залеченные сульфатом, кальцитом, глинисто-битуминозным веществом. Вторичные преобразования высокой степени интенсивности представлены выщелачиванием, перекристаллизацией, доломитизацией по битуминозно-известковому микриту, кальцитизацией, сульфатизацией.

Особенности интерпретации ГИС при подсчете запасов

Ранее, при выполнении оперативных подсчетов запасов по пласту Б1-2 осинского горизонта, из-за недостаточной изученности для расчета коэффициента нефтегазонасыщенности применялась зависимость остаточной водонасыщенности от пористости, построенная по керновым данным Среднеботуобинского месторождения. При среднем значении пористости по зависимости *Кво керн-Кп* керн (вода) значение Кво было определено равным 20 %, соответственно, значение Кнг для коллекторов в предельно нефте- газонасыщенной зоне принималось равным 80%(*Кнг* = 100-*Кво*).

В настоящее время определение подсчетных параметров всех типов пород при подсчете запасов регламентируется методическими рекомендациями по подсчету геологических запасов нефти и газа [9]. Согласно методическим рекомендациям, при определении коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ГИС с использованием УЭС и зависимостей типа «керн-керн»:

$$P_{\Pi} = aK_{\Pi}^{-m}$$
 и $P_{H} = bK_{B}^{-m}$

по методике Дахнова-Арчи показатели степеней в уравнениях меняются в следующих пределах: a=b=1, m — показатель, значение которого определяется структурой порового пространства; n — показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью пород.

Для гидрофильных пород в зависимости от глинистости n = 1,3-2. Гидрофобность коллектора увеличивает его удельное сопротивление. В частично гидрофобных коллекторах, которыми представлен пласт Б1-2 осинского горизонта, коэффициент п должен изменяться от 2 до 5. Полностью гидрофобный коллектор характеризуется n > 5 [10].

Смачиваемость влияет на многие параметры пласта: нефтенасыщенность,



Рис. 1. Отложения пласта Б1-2: а — известняк доломитистый, разнокристаллический, с фитокластовой структурой, пятнисто-пористый; б — доломит, мелко- и тонкокристаллический, вторичный, галитизированный, пористый Fig. 1. Deposits of formation B1-2: a – dolomitic limestone, multicrystalline, with phytoclastic texture, spotty-porous; 6 – dolomite, fine- and very fine-crystalline, secondary, halitized, porous

относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, коэффициенты вытеснения нефти газом. Смачиваемость системы порода-нефть-вода может быть любой: от гидрофильной до гидрофобной, в зависимости от специфического взаимодействия всех трех фаз.

По результатам определений показателя смачиваемости методами Амотта-Тульбовича и USBM смачиваемость образцов пород осинского горизонта промежуточная, показатель смачиваемости в среднем составляет 0,48. Наибольшее количество образцов, как видно из гистограммы, сосредоточено в классе 0,2–0,4 с преимущественно гидрофобной смачиваемостью (рис. 2).

При выполнении подсчета запасов по керновым данным 13 скважин для осинского горизонта были построены по зависимости Дахнова-Арчи для определения коэффициента нефтегазонасыщенности. Показатель цементации $m \approx 2$ характеризует коллектор как плотный, с межзерновыми порами, показатель смачиваемости n = 1,75 указывает на гидрофильность пород, в большей степени

приобретенную при экстрагировании образцов (рис. 3а, б). Красным цветом на рисунке 36 выделены керновые данные по скважине X, которые соответствуют данным керна по другим скважинам.

По этой же скважине Х провелены определения УЭС образцов пород до экстрагирования. По результатам данных исследований была построена зависимость $P_{H} = f(K_{\theta})$, приведенная на рисунке Зв. Показатель смачиваемости из уравнения зависимости составил 2.398. что соответствует частично гидрофобным породам. Несмотря на то, что данные исследования проведены только по одной скважине, зависимость вполне применима. Распределение точек по скважине в общем поле равномерное, характеризующее весь диапазон изменений параметров (рис. 36), количество образцов для построения зависимости — 67 — также удовлетворяет требованиям метолических рекоменлаций к лабораторным исследованиям керна: «при построении петрофизических связей типа «керн-керн» необходимо использовать не менее 30 образцов керна» [9].

Рис. 2. Гистограмма распределения смачиваемости для пород пласта Б1-2 Fig. 2. Histogram of wettability distribution for B1-2 rocks Табл. 1. Сравнение значений Кнг по ГИС и керну по пласту Б1-2 Tab. 1. Comparison of log-based and corebased oil and gas saturation coefficient values for B1-2 reservoir



На соседних месторождениях с доказанной продуктивностью осинского горизонта, где отсутствуют керновые исследования на неэкстрагированном керне, для определения Кнг применялась методика Дахнова-Арчи, значения коэффициента п в зависимостях составляли 1,753–1,769:

Курунгское месторождение: $P_H = K_B^{-1.769}$ ($R^2 = 0.918$, n = 109) Кыттыгасское месторождение: $P_H = K_B^{-1.753}$ ($R^2 = 0.929$, n = 176).

Величина коэффициента n менее 2 характеризует коллекторы как гидрофильные, что не соответствует коллекторам данного региона. Использование связей «керн-керн» Ph = f(Ke), полученных при стандартных методиках исследования, для определения коэффициента нефтегазонасыщенности гидрофобных карбонатных, низкопроницаемых коллекторов со сложной структурой порового пространства, не решает задачу корректного определения *Кнг*, поскольку условия подготовки образцов керна (экстрагирование, отмыв от солей) к исследованиям значительно меняют естественные их характеристики (смачиваемость и др.).

Для оценки величины *Кнг* проинтерпретированы материалы ГИС и проанализированы данные керна по всем скважинам Среднеботуобинского месторождения. Рассчитаны значения *Кнг* по зависимостям, построенным по керну до и после экстракции. По пласту Б1-2 по газо- и нефтенасыщенной части были определены средневзвешенные значения *Кнг* (табл. 1).

Как видно из таблицы 1, средневзвешенные значения K_{H2} , рассчитанные по зависимости после экстрагирования керна, по сравнению с K_{H2} по керну, значительно выше: на 14,6 % в газе и 8,8 % в нефти. Таким образом, применение данной зависимости приводит к завышению значений K_{H2} .



Рис. 3. Зависимости для определения Кнг: а — параметра пористости от открытой пористости (пластовые условия); 6 — параметра насыщения от водонасыщенности (стандартная зависимость после экстрагирования керна); в — параметра насыщения от водонасыщенности по определениям на образцах до экстрагирования скважины X Fig. 3. Oil and gas saturation coefficient functions: a – formation resistivity factor vs. open porosity (reservoir conditions); 6 – resistivity index vs. Sw (standard function after core extraction); в – resistivity index vs. Sw based on measurements of samples before extraction from well X

При определении *Кнг* параметры насыщенности *Рн* рассчитываются по высоким значениям УЭС по ГИС, которые, как правило, превышают значения *Рн* по керну после экстракции гидрофобных образцов, что приводит к их частичной гидрофилизации и снижению УЭС [11].

Средневзвешенные значения *Кнг*, рассчитанные по зависимости до экстрагирования керна, выше значений *Кнг* по керну на 7,1 % в газе, практически совпадают в нефти и сопоставимы с величинами *Кнг*, числящимися на госбалансе.

Завышение значений Кнг в газонасыщенной части пласта относительно керна можно объяснить недоучетом коэффициента остаточной нефтенасыщенности (*Кно*). Ввиду недостаточного количества керновых исследований в газовой шапке, величина *Кно* экспертно принималась 3 %.

Для повышения достоверности определения *Кнг* и снижения неопределенности в оценке запасов необходимы дополнительные исследования керна по определению остаточной нефтенасыщенности из газовой шапки пласта Б1-2.

На рисунке 4 приведено сопоставление значений *Кнг*, определенных по даннным ГИС и значений *Кво* по керну в зоне предельного насыщения: *Кнг* = 1-*Кво*.

Остаточная водонасыщенность определялась методом центрифугирования.

Зона предельного насыщения подтверждается результатами испытаний: при проведении перфорации в скважине XX получены безводные притоки газа и нефти.

На рисунке отмечается завышение значений K_{HZ} по ГИС относительно керна по зависимости $P_H = f(K_B)$ после экстрагирования керна. Значения Кнг, определенные по зависимости $P_H = f(K_B)$ до экстрагирования, согласуются с керновыми данными.

Итоги

Проанализированы две зависимости $P_H = f(K_B)$ Дахнова-Арчи для определения Кнг карбонатных коллекторов осинского горизонта. Наиболее достоверной оказалась зависимость $P_H = f(K_B)$, построенная на уникальных керновых исследованиях до экстрагирования. Данная зависимость впервые применена для определения *Кнг* коллекторов осинского горизонта Непского кластера при подсчете запасов.

Стандартную зависимость $P_H = f(K_B)$ для определения K_{H2} по методике Дахнова-Арчи, построенную на экстрагированном керне, нельзя считать достоверной для негидрофильных коллекторов осинского горизонта из-за неучета смачиваемости, это приводит к завышению значений K_{H2} и соответственно недостоверности оценки запасов [12]. Данная проблема актуальна и для аналогичных месторождений, где отсутствуют керновые данные до экстракции.

Выводы

Предложенная в статье зависимость для определения *Кнг*, построенная на неэкстрагированном керне, может быть использована при оценке запасов и мониторинге разработки пласта Б1-2 Среднеботуобинского месторождения.

В лаборатории ООО «ТННЦ» в настоящее время проводятся исследования керна по восстановлению смачиваемости образцов осинского горизонта по нескольким скважинам. Применение этих исследований при определении *Кнг* даст возможность получить



Рис. 4. Скважина XX. Сопоставление Кнг, определенных по ГИС по зависимостям до и после экстрагирования керна, с Кво керн

Fig. 4. Well XX. Comparison of the log-based oil and gas saturation coefficient defined by functions before and after core extraction with the core-based Swr

более достоверные параметры для подсчета запасов, так как зависимость $P_H = f(K_\theta)$ до экстрагирования построена на керновых исследованиях по одной скважине.

Литература

- Оленич П.А., Бухарова И.А., Новикова М.С., Хорольский Г.О., Чиргун А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 58–61.
- Ручкин А.В., Орлов Л.И., Топорков В.Г., Фоменко В.Г. Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой // Геология нефти и газа.1981. № 11. С. 28–35.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых систем. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. 360 с.
- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Доманова Е.Г. и др. Комплексный подход к изучению свойств пород-коллекторов нефти и газа нефтегазоматеринских карбонатных толщ месторождений

углеводородов // Каротажник. 2014. № 7. С. 20-31.

- Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О. и др. Результаты изучения избирательной смачиваемости карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. № 1. 3 с.
- Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. Петрофизическое обоснование интерпретации электрического каротажа в разрезах карбонатных нефтегазоматеринских отложений // Геофизика. 2021. № 6. С. 2–9.
- Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н. и др. Влияние экстракции образцов пород из нефтегазоматеринских карбонатных отложений на результаты петрофизических исследований // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. 2022. С. 91–94.
- Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной

интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 219 с.

- Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва — Тверь: ВНИИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 29 с.
- Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Москва: «Недра», 1988. 476 с.
- Дьяконова Т.Ф., Гурбатова И.П. и др. Новое — хорошо забытое старое направление в петрофизике нефтегазовых коллекторов: учет природной смачиваемости при

определениях коэффициента насыщенности по керну и каротажу // Каротажник, № 3. 2022. С. 32–45.

12. Терентьев В.Ю., Дьяконова Т.Ф., Саетгараев А.Д. и др. Петрофизика негидрофильных коллекторов нефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь: Астер Диджитал, 2020. 232 с.

ENGLISH

Results

Two Dakhnov-Archi functions of FRF = f(Sw) for determination of oil and gas saturation coefficient of carbonate reservoirs of the osinsky horizon were analyzed. The FRF = f(Sw) proved to be the most reliable function, based on unique pre-extraction core studies. This function was applied for the first time to determine the oil and gas saturation coefficient of the osinsky reservoirs within the Nepsky cluster for reserves estimation purposes.

The standard function FRF = f(Sw) for determination of oil and gas saturation coefficient by the Dakhnov-Archie method, based on extracted core, cannot be considered reliable for non-water-wet reservoirs of the osinsky horizon due to neglect of wettability which leads to an overestimation of the oil and gas saturation coefficient values and, therefore, to unreliable reserves volumes [12]. This problem is also

References

- 1. Olenich P.A., Bukharova I.A. et al. Geological structure and oil and gas potential of the Yuryakh horizon of Srednebotuobinskoye field. Exposition Oil and Gas, 2021, issue 6, P. 58–61. (In Russ).
- Ruchkin A.V., Orlov L.I., Toporkov V.G., Fomenko V.G. Some peculiarities in the study of reservoir properties by cores sampled on oil-base solutions. Geology of oil and gas.1981, issue 11, P. 28–35. (In Russ).
- Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. Wettability of oil and gas systems. Textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), 360 p. (In Russ).
- Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Domanova E.G. et al. A comprehensive approach to studying the properties of oiland-gas reservoir rocks in oil-and-gas carbonate formations in hydrocarbon fields. Karotazhnik, 2014, issue 7,

P. 20-31. (In Russ).

- Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Marutyan O.O. et al. Results of carbonate rocks of hydrocarbon reservoirs preferential wettability studies. Georesursy, geoenergetika, geopolitika, 2016, issue 1, 3 p. (In Russ).
- Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Marutyan O.O. Carbonate oil and gas source rocks petrophysical justification for interpretation of electrical log data. Geophysics, 2021, issue 6, P. 2–9. (In Russ).
- Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N. et al. The influence of extraction of rock samples from oil and gas source carbonate deposits on the results of petrophysical studies. Fundamental basis of innovative technologies in the oil and gas industry, 2022, P. 91–94. (In Russ).
- 8. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Study of oil and gas reservoirs based on the results of adaptive interpretation of well logging data. Moscow: Gubkin russian state

relevant for similar fields with no pre-extraction core data.

Conclusions

The oil and gas saturation coefficient function proposed in the paper, built based on non-extracted core, can be used in estimating reserves and monitoring the development of B1-2 reservoir of the Srednebotuobinskoye field.

The laboratory of the "Tyumen petroleum research center" LLC is currently conducting core studies to restore the wettability of samples from the osinsky horizon from several wells. These studies when used for oil and gas saturation coefficient measurements will allow to obtain more reliable parameters for estimating reserves, since the pre-extraction function FRF = f(Sw) is based on core studies from a single well.

university of oil and gas, 2011, 219 p. (In Russ).

- Petersile V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for estimating in-place reserves of oil and gas by volumetric method. Moscow-Tver: VNIIGNI, Tvergeofizika, 2003, 29 p. (In Russ).
- 10. Dobrynin V.M. Interpretation of well logging data from oil and gas wells. Moscow: Nedra, 1988, 476 p. (In Russ).
- 11. Dyakonova T.F., Gurbatova I.P. et al. New is well-forgotten old trend in hydrocarbon reservoir petrophysics: correction for wetting in situ while evaluating core and logging saturations. Karotazhnik, 2022, issue 3, P. 32–45. (In Russ).
- Terentyev V.Yu., Dyakonova T.F., Saetgaraev A.D. et al. Petrophysics of non-water-wet reservoirs of oil fields of the Timan-Pechora Petroleum Province. Perm: Aster Digital, 2020, 232 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кошкарова Елена Федоровна, руководитель группы отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Наумов Владимир Александрович, главный специалист отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Бухарова Ирина Александровна, начальник отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тихонова Камила Васильевна, специалист отдела подсчета запасов и ОПЗ месторождений ЯМАЛ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Чиргун Александр Сергеевич, начальник управления по геологоразведке, ресурсной базе и лицензированию, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия **Koshkarova Elena Feodorovna,** team leader, Yamal fields reserves estimation department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: efkoshkarova@tnnc.rosneft.ru

Naumov Vladimir Alexandrovich, chief specialist, Yamal fields reserves estimation department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Bukharova Irina Alexandrovna, head of the Yamal fields reserves estimation department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Tikhonova Kamila Vasilievna, specialist, Yamal fields reserves estimation department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Chirgun Alexander Sergeevich, head of the geological exploration, resource base and licensing division, "Taas-Yuryakh Neftegazodobycha" LLC, Irkutsk, Russia
РОССИЙСКИЙ ЦЕНТР КОМПЕТЕНЦИЙ

Группа компаний ПМСОФТ работает в области управления проектами 30 лет. Сегодня команда профессионалов выполняет роль проектного интегратора, цель

которого комплексное решение

ПРОЕКТНЫЙ

ИНТЕГРАТОР

инжиниринга и экспертизы

-Консалтинг и цифровизация

программного обеспечения и

процессов управления

-Совмещение компетенций в области

-Применение методологий и лучших

-Разработка специализированного

-Оказание сервисов по управлению проектами в интересах проектных

-Подготовка и обучение проектных

проектов

практик

интеграции

офисов

команд

задач, возникающих при реализации



УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ



инжиниринг ПРОЕКТНЫЙ стоимостной СИСТЕМНЫЙ

КОНСАЛТИНГ методология СТАНДАРТЫ ПРОЕКТНЫЕ РЕГЛАМЕНТЫ И ПРОЦЕССЫ



РАЗРАБОТКА КАСТОМИЗАЦИЯ внедрение ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА ПРОЕКТНЫХ ПРОЦЕССОВ



ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЛАНИРОВАНИЕ РЕАЛИЗАЦИЯ контроль ИЗМЕНЕНИЯ



СЕРВИСЫ КСГ ЦИФРОВЫЕ МОДЕЛИ



ОБУЧЕНИЕ ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ СЕРТИФИКАЦИЯ ПРОЕКТНЫХ КОМАНД И ИХ УЧАСТНИКОВ



ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОДУКТОВ И СИСТЕМ МОДЕРНИЗАЦИЯ И ИНТЕГРАЦИЯ



www.pmsoft.ru



+7 495 232-1100

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»



Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™





ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.



БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов при одновременной работе 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.



РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18×30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.



БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут вашими.
- Индивидуальный проект под ваши площади.

8-800-250-79-39

tmcg@tmcg.ru

www.тмс-групп.рф

Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте

Кулешов В.С.^{1,2}, Павлов В.А.¹, Леванов А.Н.¹, Игнатьев Н.А.¹, Черкасов С.Ф.³, Самойлов М.И.³, Хохлов Д.И.⁴, Нестеров П.В.⁴, Козырев А.А.⁴ ¹000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ФГБОУ ВО «ТИУ», Тюмень, Россия ³000 «РН-ЦЭПИТР» Тюмень, Россия,

⁴AO «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия kuleshovvs@gmail.com

Аннотоция

В работе представлены особенности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на низкотемпературном (10-16 °C) карбонатном объекте, относящемся к трудноизвлекаемым запасам. Ранее для стимуляции объекта применялись кислотный ГРП и больше объемные соляно-кислотные обработки, однако данные технологии оказались экономически неэффективными, так как низкотемпературные карбонаты плохо реагируют с соляной кислотой и системами жидкости на ее основе. Дополнительно проведен ряд одиночных и многостадийных проппантных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, однако по результатам запуска скважин отмечались высокие показатели газа в продукции скважин, что свидетельствует о прорыве трещины в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт. С целью повышения эффективности операций ГРП выполнено построение 3D геомеханической модели объекта. Благодаря внедрению геомеханической модели удалось избежать прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт, при этом разница плановых и фактических значений мгновенного давления остановки закачки (ISIP) и давления закрытия (Pcl) не превышает 2 %. Совместная калибровка геомеханической модели и модели ГРП позволила подобрать объемы и темпы закачки, при которых стало возможным реализовать задачи, поставленные геологической службой перед инженерами в области ГРП. При проведении операций ГРП с муфтами ВРЅ применяется компоновка с селективным двухчашечным пакером Cup-to-Cup (C2C), спущенная на 73 мм НКТ. Благодаря проделанной работе получен положительный результат, а успешность выполненных мероприятий подтверждается результатами запусков скважин после МГРП. Полученные значения запускных дебитов свидетельствуют о рентабельной разработке объекта.

Материалы и методы

В работе показаны особенности проведения гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте с последующим анализом работы скважин. Для повышения точности моделирования выполнены дополнительные лабораторные исследования на керне по определению константы Био и анизотропии упругих свойств пород пласта. Для подтверждения успешности операций ГРП выполнен комплекс гидродинамических и геохимических исследований.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, МГРП, низкая температура, геомеханическое моделирование

Для цитирования

Кулешов В.С., Павлов В.А., Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Черкасов С.Ф., Самойлов М.И., Хохлов Д.И., Нестеров П.В., Козырев А.А. Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 39–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-39-46

Поступила в редакцию: 26.02.2023

GEOLOGY

UDC 550.8.014:550.822.3 | Original Paper

Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir

Kuleshov V.S.^{1,2}, Pavlov V.A.¹, Levanov A.N.¹, Ignatyev N.A.¹, Cherkasov S.F.³, Samoilov M.I.³, Khokhlov D.I.⁴, Nesterov P.V.⁴, Kozyrev A.A.⁴ ¹"Tyumen petroleum research centre" LLC, Tyumen, Russia, ²Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia ³"RN-PR&TDC" LCC, Tyumen, Russia, ⁴"Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

kuleshovvs@gmail.com

Annotation

The features of multi-stage hydraulic fracturing at a low-temperature carbonate object (10–16°C), which relate to hard-to-recover reserves, are presented in the paper. Earlier acid fracturing and large volume hydrochloric acid treatments were applied to stimulate the object. However, these technologies appeared to be economically inefficient as low-temperature carbonates do not react well with hydrochloric acid and fluid systems on its basis. A number of single and multi-stage proppant hydraulic fracturing was carried out in wells with a horizontal completion. But there were high levels of gas in well production according to the results of the well launch. This shows a fracture breakthrough into the underlying gas-saturated formation. 3D geomechanical modelling of the object is carried out in order to increase the efficiency of the hydraulic fracturing operation. Due to introduction of a geomechanical model hydraulic fracture breakthrough into the underlying gassaturated formation was managed to avoid, and the difference between planned and actual ISIP and Pcl values does not exceed 2 %. Cross modelling of the geomechanical model and the hydraulic fracturing model allowed to choose volumes and rates of injection. That allows to implement the tasks set by the geological service for HF engineers. During fracturing operation with sleeves BPS the line-up with a selective two-cup packer C2C is used. It is lowered by 73 mm tubing. The work performed ensured positive results of the pilot project, and the work success has been confirmed by the results of post-frac well start-ups. The resulting start-up rates confirm economic development of the field.

Materials and methods

The features of multi-stage hydraulic fracturing at a low-temperature carbonate object, are presented in the paper. The accuracy of geomechanical modeling has improved due to extended laboratory studies of the core to determine the Bio constant and the anisotropy of rock elastic properties. To confirm the success of hydraulic fracturing

operations, a complex of hydrodynamic and geochemical studies was performed.

Keywords

carbonate reservoir, multi-stage hydraulic fracturing, low-temperature, mechanical earth models

For citation

Kuleshov V.S., Pavlov V.A., Levanov A.N., Ignatyev N.A., Cherkasov S.F., Samoilov M.I., Khokhlov D.I., Nesterov P.V., Kozyrev A.A. Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 39–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-39-46

Received: 26.02.2023

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) является одним из крупнейших в Восточной Сибири, которое расположено примерно в 1 000 км к северу от озера Байкал. Климат данного региона резко континентальный, минимальное значение температуры достигает минус 56 °C, при этом среднегодовая температура также является отрицательной и составляет минус 5,5 °C

Основными продуктивными горизонтами ВЧНГКМ являются (рис. 1): осинский горизонт усольской свиты (~1 200 м), усть-кутский горизонт тэтэрской свиты (~1 300 м), преображенский горизонт катангской свиты (~1500 м) и верхнечонский горизонт непской свиты (~1600 м). На текущий момент времени главным объектом разработки является верхнечонский горизонт, который представлен терригенными породами [1]. Более подробное описание Верхнечонского месторождения с точки зрения геологии и разработки представлено в работах [2-4]. Следует отметить, что ранее на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении реализован комплексный подход по оценке рисков проведения гидроразрыва пласта по площади путем внедрения 4D геомеханической модели в постоянно действующую геолого-технологическую модель месторождения [5].

В работе [6] авторами построена седиментологическая модель преображенского горизонта. На основе модели выделено четыре элемента, которые сформировались в различных фациальных условиях мелководного морского бассейна. Преображенский горизонт представлен карбонатными отложениями.

Особенности геомеханического моделирования карбонатных коллекторов заключаются в отсутствии динамического отклика изменения скоростей при переходе от коллектора к неколлектору, в результате получаемые величины чистого давления, часто имеющие высокие значения, удается воспроизвести только с использованием различных величин параметра Био и увеличенных тектонических деформаций [8]. В таких условиях получение информации по керновым исследованиям о величине параметра Био, точных значениях величины напряжений в конкретных точках [9], анизотропии упругих свойств при наличии слоистых и глинистых отложений [10] в разрезе приобретают критическую значимость для построения достоверной геомеханической модели.

Планирование и проведение геологотехнических мероприятий (ГТМ) карбонатных коллекторов сложнее, разнообразнее, а значит, интереснее, чем терригенных коллекторов. Неверно выбранный тип жидкости, объем или скорость закачки могут привести как к недостижению рентабельного скин-фактора, так и к кольматации пласта нерастворимыми продуктами реакции или эмульсиями. При этом поиск способа избавления от вышеуказанных осложнений может занять достаточно много времени и средств.

В рассматриваемом проекте важный момент заключается в том, что интервал времени между работами на скважинах № 1 и № 2 и на скважинах № 3 и № 4 позволил отследить негативные тенденции, влияющие на технологическую успешность работ, провести анализ первых двух циклов МГРП № 1 и № 2), провести адаптацию геомеханической модели, плана обработки и жидкостей ГРП для следующих скважин (№ 3 и № 4).

Основные сложности и неопределенности с точки зрения проведения ГРП, с которыми довелось столкнуться на первых двух скважинах:

- высокие риски прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт ВЧ1-2 при калибровке мини-ГРП по данным записи давлений с поверхностных датчиков. Как следствие — отказ от ГРП на некоторых зонах, что приводит к снижению общего количества трещин ГРП, участвующих в добыче;
- более низкие (относительно поверхностных данных) значения эффективных давлений по результатам интерпретации данных забойных давлений, что приводит к переоценке потенциала пласта вследствии приобщения дополнительной продуктивной мощности;
- преждевременная остановка закачки (СТОП) при проведении ГРП в кровельной части пласта Б12(ПР) относительно нижней, что связано с ухудшением упруго-прочностных и фильтрационно-емкостных свойств;
- величина трения на перфорационных отверстиях и в призабойной зоне пласта (ПВР/ПЗП), по поверхностным данным, кратно превышает трения после интерпретации по забойным данным, что приводит к снижению максимальной концентрации пропанта и, как следствие, к снижению проводимости трещин ГРП.

В работе продемонстрирован положительный опыт проведения операций ГРП в низкотемпературном пласте, представленном карбонатными отложениями. Работы выполнены на пилотном кусту в рамках опытно-промышленных работ с привлечением специалистов в области разработки, ГРП, геомеханики и других. В рамках проекта создана единая цифровая модель месторождения, объединяющая отдельные геологическую, петрофизическую, гидродинамическую





Рис. 1. Литолого-стратиграфическая схема Верхнечонского месторождения [7]

Fig. 1. Litho-stratigraphic scheme of the Verkhnechonskoye field [7]

и геомеханическую модели месторождения. Благодаря выполненным работам становится возможным грамотно сформировать программу геолого-технических мероприятий, в том числе подобрать оптимальный объем закачки при ГРП.

В качестве основного метода заканчивания и интенсификации добычи проектных скважин рассматривается бурение четырех горизонтальных скважин (ГС) с длиной горизонтальной секции 1 000 м с послелующим проведением девяти операции МГРП. Элемент рядной системы разработки включает в себя две добывающие и две нагнетательные скважины с расстоянием между скважинами 400 м. На рисунке 2 приведена схема конструкций скважин, пробуренных в рамках опытно-промышленных работ. Следует отметить, что при проведении операций ГРП с муфтами BPS использовалась компоновка с манжетным селективным пакером Cup-to-Cup (C2C). В состав компоновки входят верхние и нижние чашки, центраторы, локатор муфт, глухой башмак с датчиком давления и так далее.

Текущий вариант расположения проектных скважин предполагает ориентацию горизонтальных секций добывающих и нагнетательных скважин вдоль минимального горизонтального напряжения. Данный сценарий предполагает преимущественный рост трещины ГРП перпендикулярно траектории ствола скважины. Типовой профиль напряжений и проводки скважины представлен на рисунке 3. Из рисунка видно, что разрез включает в себя глины, песчаник, доломиты (коллектор), доломиты (неколлектор), соли и фундамент.

Опыт и сложности проведения ГРП на карбонатах

В условиях карбонатов с большим вниманием необходимо относиться к следующим характеристикам слагающих разрез пластов:

- упруго-прочностные и фильтрационно-емкостные свойства: мощность и напряженность пропластков, значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона, пористость, проницаемость, пластовое давление и т.д. Это те характеристики, которые будут напрямую влиять на геометрию трещины разрыва, давления обработки, объем обработки, выбор пропанта;
- состав пород: чистые известняки или доломиты, переслаивающиеся

с терригенными отложениями. От минерального состава пород зависит тип выбранной основы жидкости: кислота, вода, углеводороды. В случае переслаивания доломитовых и терригенных отложений также необходимо предотвратить возможное набухание глин;

- структура пласта: монолитный, трещиноватый, пористый или их комбинации и переслаивания. Понимание структуры пласта важно для выбора скорости обработки и расклинивающего агента: матричная обработка или разрыв пласта, с пропантом или без него;
- характеристики соседних с целевым горизонтом объектов: чем представлены кровля и подошва, соседние продуктивные пласты. Мощность, качество и насыщенность соседних горизонтов — это основание для ограничений трещины или наоборот — для необходимости, возможности приобщения;
- температура пластов, их насыщение и насыщение соседних продуктивных пластов. Необходимо понимать условия протекания химических реакций при взаимодействии горной породы с различными химическими составами. Необходимо убедиться в совместимости закачиваемых жидкостных систем с пластовыми флюидами, пластовых флюидов разных пластов между собой, отсутствии образований стойких нерастворимых эмульсий.

Для интенсификации добычи из карбонатных коллекторов чаще всего прибегают к следующим видам ГТМ:

- матричная обработка пласта [11]. Закачка кислотных составов, чистых или ингибированных в пласт со скоростями, исключающими рост забойного давления до давлений разрыва пласта. Как правило, применяется в условиях, когда проведение ГРП нецелесообразно в связи с возможным прорывом, приобщением газонасыщенных или водонасыщенных мощностей. Критерием выбора скважин под обработку является изменение, повреждение призабойной зоны пласта вследствие бурения, цементирования, манипуляций при ремонте скважин, процессов добычи или нагнетания;
- кислотный гидроразрыв пласта [12]. Закачка кислотных составов, чистых или ингибированных в пласт со скоростями при давлениях, превышающих давления



Рис. 3. Пример типовой проводки скважины на пласт ПР(Б12) с характерным профилем минимальных горизонтальных напряжений

Fig. 3. An example of a standard well trajectory in B12 field with stress profile from 3D MEM

разрыва пласта. В отличие от матричных обработок, направленных на призабойную зону, гидроразрыв уже направлен на создание гидравлической трещины. Эффект будет определяться достигнутой проводимостью и эффективной протравленной полудлиной трещины, которые зависят от кислотного состава, объема, концентрации кислоты, скорости реакции, утечек в пласт [13];

- гидравлический разрыв пласта с пропантом [14]. Операция, которая заключается в чисто механическом создании гидравлической трещины в пласте и наполнении ее пропантом. В отличие от кислотного гидроразрыва, где полудлина и проводимость трещины сохраняются за счет протравки стенок созданной трещины кислотой в результате химической реакции, в данном случае трещина сохраняется в раскрытом состоянии благодаря пропантной набивке;
- комбинация кислотного и пропантного гидроразрыва пласта. Поочередная закачка в пласт кислотных композиций для создания и протравки трещины ГРП и пропантных стадий в геле на водной основе — для механической набивки созданных трещин, возможного отклонения и раскрытия новых трещин следующей стадией кислотного состава;
- загущенная на ПАВ кислота [15]. Проведение гидроразрыва пласта с жидкостью на основе поверхностно-активных веществ позволяет развивать малые вертикали трещин ГРП с высокой остаточной проводимостью. Сложности заключаются в подборе системы ПАВ для конкретных температурных условий, совместимой с пластовыми флюидами. Загущенная на ПАВ кислота — модифицированная именно для карбонатных пластов композиция;
- ГРП на синтетических полимерных системах. Как и системы на ПАВ, системы жидкости на синтетических полимерах обладают хорошей несущей способностью при сравнительно небольших вязкостях жидкости (до 100 сПз). Низкое значение вязкости позволяет удерживать вертикальную составляющую трещины ГРП там, где это необходимо.

Успешность той или иной технологии будет зависеть от учета индивидуальных геологических особенностей и степени изученности объекта обработки.

Интенсификация пласта Б12 (ПР), подготовка к проекту

Снижение запасов нефти и газа в традиционных коллекторах вследствие их выработки диктует необходимость разработки месторождений, имеющих низкую проницаемость, высокую изменчивость и риски при текущих имеющихся технологиях, так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). К таковым относится преображенский горизонт ВЧНГКМ.

Как отмечалось ранее, преображенский горизонт представлен карбонатами и является одним из ключевых объектов в Восточной Сибири. Общие толщины изменяются в пределах 9,5–28,4 м при среднем значении 20,5 м. Средние эффективные толщины составляют 8,9 м, интервал изменения 0,8–16,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту изменяются в диапазоне 8,1–11,8 м, в среднем составляя 8,9 м; газонасыщенная толщина варьируется в интервале 0,9–14,9 м.



Рис. 4. График стабильности системы ГРП мгновенного сшивания для ГРП на Б12 (ПР) Fiq. 4. Stability test for reservoir B12 (PR)

Рис. 5. Сравнение стабильности системы ГРП на пласт Б12 (ПР) с различной концентрацией разведения деструктора при температуре 14 °C

Fig. 5. Stability test for reservoir B12 (PR) with different breaker concentration at a temperature of 14 $^{\circ}C$

Среднее значение водонасыщенной толщины составляет 8,6 м. Среднее значение песчанистости по пласту составляет 0,04 доли единиц при средней расчлененности пласта на уровне 4. Объект, как уже указывалось, относится к трудноизвлекаемым запасам: по данным ГИС, среднее значение проницаемости составляет 1,6 мД, пористости — 10 %. Пластовая температура 10–16 °С, утвержденная 14 °С.

Следует отметить, что для стимуляции объекта применялись различные технологии. Кислотный ГРП и большеобъемные соляно-кислотные обработки призабойной зоны скважины оказались экономически нецелесообразными, так как низкотемпературные доломиты плохо реагируют с соляной кислотой и системами жидкости на ее основе. Также в 2011-2012 годах на преображенском горизонте был проведен ряд одиночных и многостадийных пропантных ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием, однако полученные результаты оказались неоднозначными ввиду фиксации газа в продукции скважин, что могло свидетельствовать о прорыве трешины ГРП в пласт ВЧ1.

С учетом полученного ранее опыта от кислотныхкомпозиций (влюбыхвариантах) принято решение отказаться и сконцентрироваться на гуаровых полимерных системах, а именно на системе мгновенного сшивания [16]. К особенностям выбранной системы жидкости можно отнести:

 применение кросс-линкера мгновенного действия. Единственный работающий в низкотемпературных условиях кросс-линкер, доступный оператору ГРП. Его особенностью является практически полное отсутствие пластичности (восстановления после сдвиговых нагрузок), что хорошо видно на графике стабильности, где вязкость после каждой серии сдвигов не восстанавливается до начальных значений (рис. 4). Несущая способность достигается за счет запаса по начальной вязкости;

для разрушения геля выбран деструктор энзимового типа [17], хорошо зарекоменловавший себя в условиях низких температур. Расфасованный на производстве в виде порошка, для подачи насосами жидкой химии должен быть разведен в жидкости. При этом соотношение деструктора и жидкости должно быть таким, чтобы насос жидкой химии подавал его без проблем в среднем диапазоне своих возможностей. Так, например, при расходе смеси 2,4 м³/мин, концентрации деструктора 0,5 л/м³ и пропорции разведения деструктора 1:100 насос жидкой химии работал уже на нижнем пределе своих возможностей, и дальнейшее снижение (при необходимости) концентрации или расхода неизбежно приводило к невозможности подачи деструктора с запланированным расходом. При проведении работ на Б12 плановые расходы смеси ГРП были на уровне 2,0 м³/мин, поэтому для обеспечения бесперебойной подачи деструктора проведены дополнительные исследования, направленные на определение возможности увеличения



Рис. 6. Подбор концентрации деэмульгатора (время тестирования 30 минут): $a - 0,0 \ \pi/m^3$ деэмульгатора; $6 - 1,0 \ \pi/m^3$ деэмульгатора; $b - 2,0 \ \pi/m^3$ деэмульгатора Fig. 6. Selecting the emulsion breaker concentration (30 min testing time): $a - 0,0 \ \pi/m^3$ demulsifier; $6 - 1,0 \ \pi/m^3$ demulsifier; $b - 2,0 \ \pi/m^3$ demulsifier

подачи смеси деструктора со снижением доли деструктора в единице ее объема: 1:100 с концентрацией 1,0 л/м³, 1:200 с концентрацией 2,0 л/м³, 1:300 с концентрацией 3,0 л/м³, 1:400 с концентрацией 4,0 л/м³ (рис. 5). Исследования подтвердили предположение о том, что степень разведения активного вещества деструктора без изменения его количества не влияет на стабильность жидкости ГРП. Следует отметить, что лабораторные исследования проводились при температуре 14 °C, которая соответствует пластовой температуре;

- для предотвращения выноса керамического пропанта из трещины ГРП на последних стадиях качают пропант с полимерным покрытием [18]. Применяемое полимерное покрытие в силу своего низкотемпературного исполнения влияет на систему жидкости как дополнительный деструктор, снижая вязкость системы на максимальных пропантных стадиях. Для компенсации такого влияния пропанта с полимерным покрытием на соответствующих пропантных стадиях подается смесь с пониженной концентрацией деструктора и при необходимости с повышенной концентрацией кросс-линкера;
- для предупреждения образования стойких водонефтяных эмульсий провели ряд тестов жидкости с различной концентрацией деэмульгатора, подобрав необходимую концентрацию (рис. 6). Из рисунка видно, что самое лучшее разделение фаз после получасового тестирования достигается при концентрации деэмульгатора 2,0 л/м³.

Перекрестная калибровка геомеханической модели и модели симулятора ГРП

С целью минимизации рисков прорыва трещин ГРП в нижележащий нефтегазонасыщенный пласт ВЧ1 принято решение о проведении в 2020 году опытно-промышленных работ по реализации МГРП с учетом геомеханического моделирования.

В ходе проведения работ на скважинах № 1 и № 2 калиброванные на результаты мини-ГРП модели симуляторов указывали на возможность прорыва трещины в нижележащий нефтегазонасыщенный горизонт ВЧ1-2 даже на минимальных объемах закачки (рис. 7). На рисунке видно, что нижняя граница трещины приобщает неблагоприятную зону и закрепляется в ней. Процесс моделирования гидравлического разрыва пласта выполнен в симуляторе РН-ГРИД и основан



Рис. 7. Пример расчетной геометрии ГРП массой 3 т после калибровки модели по результатам мини-ГРП

Fig. 7. An example of the estimated 3-ton frac geometry after model calibration to the minifrac test

на численном решении Planar3D модели [19]. К наиболее значимым особенностям данного симулятора можно отнести сопряженное решение задач упругости, гидродинамики, а также переноса пропанта; математическая модель включает 3D подмодель упругости и 2D подмодель гидродинамики. Таким образом, реализованная математическая модель наиболее корректно описывает процесс ГРП и позволяет более точно выделить интервалы распространения трещины ГРП.

Возможность прорыва трещины ГРП в нецелевые интервалы является существенным риском переоценки потенциала пласта в проекте. Поэтому на нескольких стадиях пришлось снижать до критических значений скорость закачки и загрузку гелланта — для минимизации вертикальной составляющей; однако в то же время указанные меры повлекли ряд осложнений в виде преждевременной остановки закачки, СТОП.

Запуск скважин № 1 и № 2 после МГРП показал, что прорыва в ВЧ1-2 удалось избежать. Данное наблюдение позволило сделать вывод о большей напряженности подошвенной перемычки, чем ожидалось, что позволило скорректировать геомеханическую модель для скважин № 3 и № 4 и провести МГРП на них по менее рискованному дизайну [20]. Повысить точность геомеханического моделирования удалось за счет проведения расширенных лабораторных исследований на керне по определению константы Био [21] и анизотропии упругих свойств пород пласта [22], а также благодаря учету TIV-анизотропии при 3D геомеханическом моделировании [23]. В итоге уже на третьей скважине работы на всех стадиях МГРП проведены в полном объеме с минимальными осложнениями. При этом разница плановых и фактических значений ISIP и Pcl не превышает 2 %.

Дополнительно анализ эксплуатационных показателей скважин после проведения МГРП показал, что прорывов в нижележащий верхнечонский горизонт не допущено (рис. 8). Полученные значения газового фактора соответствуют газосодержанию преображенского горизонта, обводненности скважин близки к нулю, несмотря на высокую выработку запасов по нижерасположенному участку верхнечонского горизонта с обводненностью свыше 80 %.

С целью определения гидродинамической связи между целевым пластом ПР и нижележащим ВЧ1-2 выполнены мероприятия по увеличению закачки по нагнетательной скважине разрабатываемого объекта и фиксации изменения давления в расположенной над ней добывающей ГС с МГРП (гидропрослушивание). Двукратное увеличение приемистости скважин ППД продолжалось в течение полутора месяцев. По результатам мониторинга тренд давления по данным забойного датчика в добывающей скважине фактически не отреагировал на изменение приемистости ППД, что является признаком отсутствия приобщения ВЧ1-2 при проведении МГРП (рис. 9).

Для подтверждения отсутствия прорыва дополнительно выполнен комплекс геохимических исследований по сопоставлению составов углеводородов преображенского и верхнечонского горизонтов — так называемый Geochemical Fingerprints [24]. В рамках данной работы были изучены компонентный состав газа, изотопный состав компонентов газа, физико-химические характеристики нефти, а также молекулярный состав нефти и состав биомаркеров по 9 скважинам пласта ПР и 8 скважинам пласта ВЧ1-2 на первом этапе и по 11 скважинам пласта ПР и 21 скважине пласта ВЧ1-2 во время второго этапа. Анализ проб добываемого газа свидетельствует о существенном отличии состава растворенного газа преображенского горизонта от газа газовой шапки ВЧ1-2. Среди физико-химических свойств и молекулярного состава нефти найдены параметры, позволяющие однозначно отличать нефти разных пластов и сделать вывод об отсутствии сообщения по трещинам ГРП (рис. 10).

Дополнительным фактором, подтверждающим отсутствие прорыва трещин ГРП в зоне скважин №№ 1–4 в нижележащий пласт ВЧ1-2 является анализ данных давлений, полученных с забойных датчиков (рис. 11). Из рисунка видно, что забойное давление до начала закачек на пласт ВЧ1-2 составляет ~90 атм (синяя линия), в то время как до начала закачек на Б12 — 160 атм (красная и зеленая линии). Аналогичные рассуждения верны и для мгновенных давлений остановки закачки (ISIP). Также видно, что на протяжении выполнения всех стадий МГРП наблюдается повышенное рабочее давление закачки. Следует отметить, что расстояние между забоями скважин №№ 1–4 и забоем скважины с ГРП ВЧ1-2 составляет 1 500–2 200 метров.

Трения на линейном геле

Также на первых скважинах наблюдались высокие расчетные трения в зоне перфораций. Высокие трения на перфорации — это риск при закачке высоких концентраций пропанта. Следовательно, для минимизации рисков при ГРП принято решение о снижении максимальной концентрации пропанта, что в свою очередь негативно сказывается на проводимости трещины ГРП. После извлечения забойных манометров первой пары скважин и расшифровки манометров оказалось, что фактические сопротивления на перфорации кратно ниже рассчитанных по поверхностным данным (табл. 1).

Исходя из полученных результатов, сделано предположение о влиянии энзимного брейкера на линейный гель, который качали на продавочных стадиях, и некорректности используемых коэффициентов трений в НКТ для такого геля. В условиях низких температур альтернативы энзимному брейкеру на локации не было, поэтому заменить его брейкером другого типа не представлялось возможным. В связи с этим для проверки версии о влиянии брейкера на коэффициенты трений на последующих работах от применения брейкера в линейных продавочных стадиях отказались.

Дополнительно на скважине № 3 помимо забойного манометра спущен дополнительный на стыке 88,9 мм и 73,0 мм НКТ. Таким образом, получена возможность провести калибровку модели трений в НКТ (рис. 12, 13). На рисунке представлена зависимость коэффициента трения в НКТ диаметром 73 мм (желтая линия) и диаметром 89 мм (красная линия) в зависимости от расхода в момент остановки закачки (серая линия).

Уже на скважине № 3 отмечается снижение расчетных трений на перфорациях, а отклонение от забойных данных было

Табл. 1. Сравнение расчетных трений на ПЗП/ПВР по устьевым данным с забойными. Скважина № 2

Tab. 1. Comparison of estimated friction at BH /perf. zone based on wellhead and bottomhole data. Well 2

Порт	2	3	4	5	6	8
Ртр. устье, атм	128	105	207	181	237	238
Ртр. забой, атм	26	40	52	64	62	49





Рис. 9. Определение гидродинамической связи между пластами ПР и ВЧ Fig. 9. Observation well testing

Рис. 8. Показатели работы горизонтальных скважин с МГРП Fig. 8. Horizontal wells production with multistage hydraulic fracturing



Рис. 10. Результаты геохимических исследований нефти преображенского и верхнечонского горизонтов Fig. 10. Geochemical fingerprinting the preobrazhensky and verkhnechonsky horizons

на порядок ниже. Сводная информация по трениям после выполнения калибровки представлена в таблице 2. Таким образом, исключение неопределенностей по трениям позволило избежать необоснованного занижения концентрации пропанта.

Итоги

Выбор способа обработки карбонатного коллектора должен базироваться на понимании фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств коллектора, а также учитывать состав (минерализацию) горных пород, слагающих объект.

Анализ ранее полученных результатов, а также подбор компонентов жидкости ГРП с учетом физико-химических свойств пласта и пластовых флюидов позволил избежать ошибки в подборе технологии.

Перекрестная калибровка геомеханической модели и модели ГРП позволила подобрать объемы и темпы закачки, при которых стало возможным реализовать задачи, поставленные геологической службой перед инженерами в области ГРП. Повысить точность геомеханического моделирования удалось за счет провеления расширенных лабораторных исследований на керне по определению константы Био и анизотропии упругих свойств пород пласта. Результаты исследований использованы при построении 3D геомеханической молели с учетом TIV-анизотропии. Благоларя проделанной работе получен положительный результат от проведения ОПР, а успешность выполненных работ подтверждается результатами запусков скважин после МГРП. Полученные значения запускных дебитов свидетельствуют о возможности рентабельной разработки объекта.

Благодаря спуску дополнительного манометра удалось выполнить калибровку модели трений в НКТ, что позволило избежать снижения максимальной концентрации.

По мере разбуривания месторождения и ухода в зоны с более истонченными коллекторами возникнет необходимость применения технологий, позволяющих удерживаться в меньших значениях высоты трещины ГРП. Поэтому с целью контроля высоты трещины ГРП запланированы исследования с проведением работ с жидкостями на базе ПАВ и синтетических полимеров.

Выводы

Результаты опытно-промышленных работ признаны положительными. Запланировано бурение дополнительных горизонтальных скважин на преображенский горизонт с проведением девятистадийного МГРП. Анализ эксплуатационных показателей скважин после проведения МГРП показал, что прорывов в нижележащий верхнечонский горизонт не допущено. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности внедрения геомеханического модели рования с перекрестной калибровкой модели на данные, полученные в результате проведения мини-ГРП.



Рис. 11. Сравнение забойных давлений обработки на Б12 и ВЧ1-2 Fia. 11. Comparison of bottomhole treatment pressures

Fig. 11. Comparison of bottomhole treatment pressures in B12 and VCh1-2

Литература

- Levanov A., Kobyashev A., Chuprov A. et al. Evolution of approaches to oil rims development in terrigenous formations of Eastern Siberia. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-187772-MS. (In Eng).
- Chirgun A., Levanov A., Gordeev Ya. et al. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-189301-MS. (In Eng).
- Levanov A., Belyansky Yu., Volkov I. et al. Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176636-MS. (In Eng).
- Vinogradov I., Zagorovsky A., Bogachev K. et al. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176630-MS. (In Eng).
- Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N. et al. Optimization of the Verkhnechonskoye field development process by mapping geomechanical properties and stresses.

Табл. 2. Сравнение расчетных трений на ПЗП/ПВР по устьевым данным с забойными. Скважина № 4

Tab. 2. Comparison of estimated DH/perf. zone based on wellhead and bottomhole data. Well 4

Порт	1	2	3	4	5	6	7
Ртр. устье, атм	29	67	53	31	23	29	57
Ртр. забой, атм	39	51	36	18	19	37	59



Рис. 12. Калибровка модели трений в НКТ Fig. 12. Calibration of friction model in tubing



Рис. 13. Зависимость коэффициента трения от расхода Fig. 13. Dependence of friction factor from flow rate

SPE Symposium: hydraulic fracturing in Russia. Experience and prospects, virtual, September, SPE-203873-MS. (In Eng).

- Модель формирования преображенского продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 38–43.
- Levanov A., Ignatyev N., Ostyakov E. et al. Challenges in the development of saline terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian petroleum technology conference, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Eng).
- Krasnikov A., Melikov R., Pavlov V., Pavlyukov N., Subbotin M. Consideration of elastic properties and stresses anisotropy in fracturing planning. SPE Russian petroleum technology conference, 2019, Moscow, SPE-196899-MS. (In Eng).
- Jaboob M., Al Shueili A., Al Salmi H., Al Hajri S., Merletti G., Kayumov R., dwi Kumiadi S., Trejo R.S. Fracture geometry calibration using multiple surveillance techniques. SPE international hydraulic fracturing technology conference & exhibition, Oman, 2022, SPE-205280-MS. (In Eng).
- 10. Pavlyukov N., Pavlov V., Samoilov M., Prokhorov A., Korolev A., Yagudin R., Kamionko M., Aleksandrov A., Savchuk D. TIV-anisotropy in geomechanical modeling for planning of hydraulic fracturing at the Kharampurskoye field. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2020, SPE-202049-MS. (In Eng).
- Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations. Processes, 2022, Vol. 10, issue 1, 174, 18 p. (In Eng).
- 12. Mohammed Eliebid, Amjed M. Hassan,

Mohamed Mahmoud, Abdulazeez Abdulraheem, Salaheldin Elkatatny. Intelligent prediction of acid-fracturing performance in carbonates reservoirs. SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition, Saudi Arabia, April 2018, SPE-192356-MS. (In Eng).

- Amjed Hassan, Murtada Saleh Aljawad, Mohamed Mahmoud. An artificial intelligence-based model for performance prediction of acid fracturing in naturally fractured reservoirs. ACS Omega, 2021, Vol. 6, issue 21, P. 13654–13670. (In Eng).
- 14. Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002, 541 p. (In Eng).
- Ming Liu, Shicheng Zhang, Jianye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi. Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based selfdiverting acid and its simulation. Journal of petroleum science and engineering, 2013, Vol. 105, P. 91–99. (In Eng).
- W. Wang, X. G. Lu, X. Xie. Evaluation of intra-molecular cross-linked polymers. SPE Western regional and pacific section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2008, SPE-113760-MS. (In Eng).
- 17. Yuling Meng, Fei Zhao, Xianwei Jin, Yun Feng, Gangzheng Sun, Junzhang Lin, Baolei Jia, Piwu Li. Performance evaluation of enzyme breaker for fracturing applications under simulated reservoir conditions. Molecules, 2021, Vol. 26, issue 11, 3133. (In Eng).
- 18. Zoveidavianpoor M., Gharibi A. Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterraneous

field.

Conclusions

maximum proppant concentration.

synthetic-polymer-based fluids.

formations: A comprehensive review. Journal of natural gas science and engineering, 2015, Vol 24, P. 197–209. (In Eng).

- 19. Пестриков А.В., Пещеренко А.Б., Гребельник М.С., Ямилев И.М. Валидация модели трещины гидроразрыва Planar3D, реализованной в корпоративном симуляторе «РН-ГРИД» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 46–50.
- 20.Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N., Musin E., Cherkasov S., Samoilov M., Khokhlov D., Kozyrev A. Geomechanical modeling and multi-stage hydraulic fracturing dolomite reservoir of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. ARMA/DGS/SEG 2nd International Geomechanics Symposium, Virtual, November 202, ARMA-IGS-21-088. (In Eng).
- Biot M. A., Willis D.G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. Journal of applied mechanics, 1957, issue 24, P. 594–601. (In Eng).
- 22.McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
- 23.Jun Xie, Kaibin Qiu, Bing Zhong, Yuanwei Pan, Xuewen Shi, Lizhi Wang. Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in the sichuan basin. SPE Drill & Compl, 2018, Vol. 33, issue 4, P. 275–297. (In Eng).
- 24.Nouvelle, Xavier, Rojas, Katherine and Artur Stankiewicz. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition, Abu Dhabi, UAE, November 2012, SPE-160812-MS. (In Eng).

rates. The obtained start rates confirm effective development of the

An additional bottom hole pressure gauge allowed to calibrate the

friction model in the tubing, which helped to avoid a de-crease in the

With further drilling and moving to zones with thinner reservoirs, there will

be a necessity to apply technologies that allow to keep smaller heights

of hydraulic fractures. Therefore, to be able to control the height of a

hydraulic fracture, studies have been scheduled to also test surfactant/

The results of the pilot project were recognized as positive. It is planned

to drill additional horizontal wells on the preobrazhenskiy orizon with 9 stages hydraulic fracturing. Analysis of production wells shows that there

were no breakthroughs into the underlying verkhnechonsky horizon after

multi stages hydraulic fracturing. The results obtained indicate the high performance of geomechanical modeling applied in combination with

cross matching of the model to the mini-frac history data.

ENGLISH

Results

The choice of a carbonate reservoir treatment method should be based on good understanding of the reservoir properties and elastic-strength properties, and take into account the composition (salinity) of the target reservoir rocks.

Taking into account previously obtained results, as well as the selection of fracturing fluid components based on the physicochemical properties of the reservoir and reservoir fluids, allowed to avoid errors in the technology selection.

Cross-simulation of the geomechanical model and the hydraulic fracturing model allowed to select injection volumes and rates, which helped to implement the tasks set by the geological service for hydraulic fracturing engineers. The accuracy of geomechanical modeling has improved due to extended laboratory studies of the core to determine the Bio constant and the anisotropy of rock elastic properties. The studies' results were taken into account when building 3D geomechanical model, taking into account the TIV anisotropy. The work performed ensured positive results of the pilot project, and the work success has been confirmed by the results of post-frac well start

References

- Levanov A., Kobyashev A., Chuprov A. et al. Evolution of approaches to oil rims development in terrigenous formations of Eastern Siberia. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-187772-MS. (In Eng).
- 2. Chirgun A., Levanov A., Gordeev Ya. et al. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian petroleum technology conference, 2017, Moscow, SPE-189301-MS. (In Eng).
- 3. Levanov A., Belyansky Yu., Volkov I. et al. Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176636-MS. (In Eng).
- Vinogradov I., Zagorovsky A., Bogachev K. et al. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian petroleum technology conference, 2015, Moscow, SPE-176630-MS. (In Eng).
- 5. Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N. et al.

Optimization of the Verkhnechonskoye field development process by mapping geomechanical properties and stresses. SPE Symposium: hydraulic fracturing in Russia. Experience and prospects, virtual, September, SPE-203873-MS. (In Eng).

- Vorobyev V., Vilesov A. Sedimentation model of Vendian preobrazhensky horizon (Eastern Siberia). Oil Industry. № 10. 2012. P. 38 43. (In Russ).
- 7. Levanov A., Ignatyev N., Ostyakov E., et al. Challenges in the development of saline

terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian petroleum technology conference, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Eng).

- Krasnikov A., Melikov R., Pavlov V., Pavlyukov N., Subbotin M. Consideration of elastic properties and stresses anisotropy in fracturing planning. SPE Russian petroleum technology conference, 2019, Moscow, SPE-196899-MS. (In Eng).
- Jaboob M., Al Shueili A., Al Salmi H., Al Hajri S., Merletti G., Kayumov R., dwi Kurniadi S., Trejo R.S. Fracture geometry calibration using multiple surveillance techniques. SPE international hydraulic fracturing technology conference & exhibition, Oman, 2022, SPE-205280-MS. (In Eng).
- 10. Pavlyukov N., Pavlov V., Samoilov M., Prokhorov A., Korolev A., Yagudin R., KamionkoM., Aleksandrov A., Savchuk D. TIV-anisotropy in geomechanical modeling for planning of hydraulic fracturing at the Kharampurskoye field. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2020, SPE-202049-MS. (In Eng).
- 11. Chacon O.G., Pournik M. Matrix acidizing in carbonate formations. Processes, 2022, Vol. 10, issue 1, 174, 18 p. (In Eng).
- 12. Mohammed Eliebid, Amjed M. Hassan, Mohamed Mahmoud, Abdulazeez Abdulraheem, Salaheldin Elkatatny. Intelligent prediction of acid-fracturing performance in carbonates reservoirs. SPE Kingdom of Saudi Arabia annual technical symposium and exhibition, Saudi Arabia, April 2018,

SPE-192356-MS. (In Eng).

- Amjed Hassan, Murtada Saleh Aljawad, Mohamed Mahmoud. An artificial intelligence-based model for performance prediction of acid fracturing in naturally fractured reservoirs. ACS Omega, 2021, Vol. 6, issue 21, P. 13654–13670. (In Eng).
- Economides Michael J., Ronald Oligney, Peter Valkó. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. 541 p. (In Eng).
- Ming Liu, Shicheng Zhang, Jianye Mou, Fujian Zhou, Yang Shi. Diverting mechanism of viscoelastic surfactant-based selfdiverting acid and its simulation. Journal of petroleum science and engineering, 2013, Vol. 105, P. 91–99. (In Eng).
- W. Wang, X. G. Lu, X. Xie. Evaluation of intra-molecular cross-linked polymers. SPE Western regional and pacific section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2008, SPE-113760-MS. (In Eng).
- 17. Yuling Meng, Fei Zhao, Xianwei Jin, Yun Feng, Gangzheng Sun, Junzhang Lin, Baolei Jia, Piwu Li. Performance evaluation of enzyme breaker for fracturing applications under simulated reservoir conditions. Molecules, 2021, Vol. 26, issue 11, 3133. (In Eng).
- Zoveidavianpoor M., Gharibi A. Application of polymers for coating of proppant in hydraulic fracturing of subterraneous formations: A comprehensive review. Journal of natural gas science and engineering, 2015, Vol 24, P. 197–209. (In Eng).

- Pestrikov A.V., Peshcherenko A.B., Grebelnik M.S., Yamilev I.M. Validation of the Planar3D hydraulic fracture model implemented in the corporate simulator RN-GRID. Oil Industry, 2018, issue 11, P. 46–50. (In Russ).
- 20.Kuleshov V., Pavlov V., Pavlyukov N., Musin E., Cherkasov S., Samoilov M., Khokhlov D., Kozyrev A. Geomechanical modeling and multi-stage hydraulic fracturing dolomite reservoir of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. ARMA/DGS/SEG 2nd International Geomechanics Symposium, Virtual, November 202, ARMA-IGS-21-088. (In Eng).
- Biot M.A., Willis D.G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. Journal of applied mechanics, 1957, issue 24, P. 594–601. (In Eng).
- 22.McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).
- 23. Jun Xie, Kaibin Qiu, Bing Zhong, Yuanwei Pan, Xuewen Shi, Lizhi Wang. Construction of a 3D geomechanical model for development of a shale gas reservoir in the sichuan basin. SPE Drill & Compl, 2018, Vol. 33, issue 4, P. 275–297. (In Eng).
- 24.Nouvelle, Xavier, Rojas, Katherine and Artur Stankiewicz. Novel method of production back-allocation using geochemical fingerprinting. Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition, Abu Dhabi, UAE, November 2012, SPE-160812-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулешов Василий Сергеевич, к.ф.-м.н., менеджер отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, доцент, ФГБОУ ВО «ТИУ», Тюмень, Россия Для контактов: kuleshovvs@gmail.com

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Леванов Андрей Николаевич, к.т.н., начальник отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Игнатьев Никита Андреевич, руководитель группы моделирования и разработки месторождений ВЧНГ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Черкасов Сергей Федорович, начальник отдела инженерной поддержки ГРП, ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Самойлов Михаил Иванович, начальник управления гидравлического разрыва пласта, ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Хохлов Данил Игоревич, начальник отдела скважинных технологий, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Нестеров Павел Владимирович, начальник отдела повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Козырев Александр Александрович, главный специалист отдела повышения производительности резервуаров и геологотехнических мероприятий АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия Kuleshov Vasily Sergeevich, ph.d of physico-mathematical sciences, manager of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, associate professor, Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: kuleshovvs@gmail.com

Pavlov Valery Anatolyevich, ph. d. of engineering sciences, head of the geomechanics project development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Levanov Andrey Nikolaevich, ph. d. of engineering sciences, head of the department of modeling and development of fields of VChNG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ignatyev Nikita Andreevich, group leader of the department of modeling and development of fields of VChNG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Cherkasov Sergey Fedorovich, head of the hydraulic fracturing engineering support department, "RN-PR&TDC" LCC, Tyumen, Russia

Samoilov Mikhail Ivanovich, head of hydraulic fracturing department, "RN-PR&TDC" LCC, Tyumen, Russia

Khokhlov Danil Igorevich, head of well technology department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Nesterov Pavel Vladimirovich, head of production enhancement department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Kozyrev Alexander Alexandrovich, chief specialist of production enhancement department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia



C

0

Литва Латвия Белорусси

Кры

Грузия Армения Туркменистан



Российская Федерация

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

8 (800) 550-46-17 sales@asobezh.ru www.asobezh.ru

Палеофациальная реконструкция формирования пласта Д0 на месторождении нефти в пределах Западного склона Южно-Татарского свода

Хазиев Р.Р.¹, Анисимова Л.З.¹, Колузаева К.Ю.¹, Ионов Г.М.²

¹ИПЭН АН РТ, Казань, Россия, ²ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

radmir361@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрены условия формирования пласта Д0 в пределах месторождения на западном склоне Южно-Татарского свода. По описанию кернового материала из скважин, а также по заключению ГИС построена литологическая карта с выделением фациальных зон в пределах лицензионной границы изучаемого месторождения; здесь выделяются зоны песчаных островов (прибрежно-морская обстановка), фации шельфовой зоны и фации переходных к глубоководным. Также рассмотрены результаты опробования эксплуатационных скважин в различных фациальных зонах; самые высокие притоки получены из скважин, пробуренных в зоне прибрежно-морских осадков.

Материалы и методы

Для написания данной статьи авторами использованы образцы кернового материала для выделения структурно литологических особенностей и изучения фауны; а также заключения ГИС по скважинам для оценки содержания глинистой составляющей в пласте Д0 и последующего картирования фациальных зон в пределах изучаемого месторождения.

Ключевые слова

фациальный анализ, заключение ГИС, керновый материал, описание шлифов

Для цитирования

Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Колузаева К.Ю., Ионов Г.М. Палеофациальная реконструкция формирования пласта Д0 на месторождении нефти в пределах Западного склона Южно-Татарского свода // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 48–51. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-48-51

Поступила в редакцию: 27.06.2023

GEOLOGY

UDC 550.8.052 | Original Paper

Paleofacial reconstruction of forming D0 formation at an oil field within the western slope of the South Tatar arch

Khaziev R.R.¹, Anisimova L.Z.¹, Koluzaeva K.Yu.¹, Ionov G.M.²

¹IPEM TAS, Kazan, Russia, ²"Kara Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia radmir361@mail.ru

Abstract

The article considers the conditions of forming D0 formation within the field on the western slope of the South Tatar arch. Based on the description of core material from wells, as well as on the conclusion of GSW, a lithological map has been constructed with the allocation of facies zones within the license boundary of the studied deposit; zones of sandy islands (coastal-marine situation), facies of the shelf zone and facies transitional to deep-water are distinguished here. The results of testing of production wells in various facies zones are also considered; the highest inflows are obtained from wells drilled in the zone of coastal-marine sediments.

Keywords

of the microsections

facies analysis, GSW conclusion, core material, description

Materials and methods

For writing this article, the authors used samples of core material to isolate structural lithological features and study fauna; as well as GSW conclusions on wells to assess the content of clay component in the D0 formation and subsequent mapping of facies zones within the studied deposit.

For citation

Khaziev R.R., Anisimova L.Z., Koluzaeva K.Yu., Ionov G.M. Paleofacial reconstruction of forming D0 formation at an oil field within the western slope of the South Tatar arch. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 48–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-48-51

Введение

Принцип актуализма на сегодняшний день является основополагающим при реконструкции палеогеографической обстановки прошлых эпох, а также при фациальном анализе. Палеофациальная реконструкция позволяет решить вопросы как общенаучного, так и практического характера, а именно: выбор перспективных зон для заложения новых скважин или применение МУН для выработки запасов.

Объект исследования

В качестве объекта исследования автором выбран пласт ДО одного из месторождений Республики Татарстан (РТ) (по согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается). По макроописанию пласт представлен песчаным коллектором, а именно песчаником средне-, мелкозернистым, слабосцементированным. По микроописанию шлифов эти данные также подтверждаются (рис. 1).

По микроописанию (рис. 1) порода состоит из кварца (90–95 %), полевого шпата (5–7 %), гидроокислов железа, цементом являются мелкие зерна кварца. Порода сложена преимущественно угловатыми и полуокатанными зернами кварца размером 0,1–0,2 мм, которые составляют 70–75 %. Окатанные и полуокатанные зерна кварца размером 0,3–0,4 мм равномерно распределены в породе и составляют 10–15 %. Самые мелкие зерна кварца размером 0,05–0,09 мм составляют 7–10 % в породе. Гидроокислы железа равномерно распределены в породе. Поры составляют около 15 % от площади шлифа.

Результаты и обсуждения

Анализ фациальной обстановки осадконакопления изучаемого пласта проводился по всем скважинам, вскрывшим кыновский горизонт (как с отбором, так и без отбора керна). Для анализа литологического состава использованы данные по 24 скважинам, вскрывшим отложения кыновского горизонта.

По результатам переинтерпретации кривых ГИС в скважинах без отбора керна пласт Д0 характеризуется изменчивостью по глинистой составляющей: от чистых песчаников (скв. 1-2) и глинисто-песчаных отложений (скв. 1-1) до чистых глин и алевролитов (скв. 1-3). На рисунке 2 показана схема корреляции по линии скважин, где по каротажным характеристикам видна изменчивость литологического состава пласта Д0 (увеличение содержания глинистой составляющей характеризуется повышенными значениями по кривой ПС).

В разрезе скв. 1-1 в прикровельной части пласта выделяется глинистая пачка, в которой отмечается фауна червей-илоедов (рис. 3а), вероятно морского генезиса; в разрезе самого пласта Д0 — остатки обугленных растений (ОРО), имеющих аутигенное происхождение (рис. 3 б)

Таким образом, в строении пласта ДО исследуемого месторождения можно выделить три основных типа разрезов по изменчивости литологического состава: первый тип — песчаники; второй тип — песчано-глинистые отложения (глинистые песчаники, алевролиты); третий тип — глинистые отложения (аргиллиты, глины).

По содержанию глинистой составляющей построена карта смены литотипов, по которой можно выделить три основные зоны пласта Д0 с различной фациальной обстановкой осадконакопления:

- фации прибрежно-морской области (песчаники);
- фации шельфовой и сублиторальной зоны (глинистые песчаники, алевролиты):
- фации глубоководных и переходных к глубоководным отложениям (глины, аргиллиты).

По полученным данным построена литолого-фациальная карта месторождения (рис. 4). Границы между фациальными зонами проведены условно по половине расстояния между скважинами, где отмечаются признаки фациального перехода, а именно изменение литологии. Также в учет принимались и дополнительные признаки — наличие фауны, слоистость, наличие минералов-индикаторов и т. д.

Фациальные зоны: желтый — фации прибрежно-морской области; розовый — фации шельфовой и сублиторальной зоны; голубой — фации глубоководных и переходных к глубоководным отложениям.

По построенной литолого-фациальной карте (рис. 4) видно, что во время формирования пласта ДО территория месторождения в кыновское время представляла собой морской бассейн с серией песчаных островов, сформированных в переходной зоне (шельфовая, сублиторальная). Согласно литературным данным [2–6], данные острова образуются двумя путями.

Первый — когда часть суши отделяется от основной земли (например, Мадагаскар и Новая Зеландия образовались так 20 млн лет назад). Ввиду тектонической обстановки позднего девона [1] это также возможно.

Второй — формирование песчаных островов и песчаных баров с наличием переходной к глубоководным зонам — образование «томболо», что возникают в результате



Рис. 3. Фотографии образцов керна пласта ДО. Диаметр образцов керна 71 мм: а — отпечатки и ходы червей-илоедов в глинистой пачке; б — остатки ОРО аутигенного происхождения

Fig. 3. Photos of core samples D0 formation. The diameter of the core samples is 71 mm: a - prints and passages of iloid worms in a clay pack; 6 - remains of charred plant remains autigenic origin



Рис. 1 Микрофотография шлифа образца № 1-10 пласта Д0 (глубина отбора 1 765,3 м). Размер шлифа 3 мм Fig. 1. Micrograph of the section sample № 1-10 of the D0 formation (sampling depth 1 765,3 m). The section size is 3 mm

СКВ №1-1 Горизоні 0 Саргаевский гда Пашийский гда

Рис. 2. Схема корреляции по линии скважин 1-1 – 1-2 – 1-3 Fig. 2. Correlation diagram along the well line 1-1 – 1-2 – 1-3 ослабления энергии волнового поля, которое перемещает береговые наносы, и изменения температуры воды. Перейма образуется в ветровой тени острова. Происходит дифракция волн с уменьшением их энергии, и наносы отлагаются на мелководье. Сначала образуется наволочек, рост которого приводит к «приращению» острова к берегу [1]. В результате образуется пересыпь с лагуной, окаймляющей песчаный бар с двух сторон (рис. 5).

В современных условиях в экваториальных зонах, а именно в районе Индийского океана, наблюдается серия песчаных островов, происхождение которых, вероятно, повторяет механизм формирования пласта Д0 кыновского горизонта (рис. 6), где картируются сходные фациальные зоны (рис. 7).

Опираясь на данное предположение, можно объяснить процесс образования девонской поверхности, отображенной на палеогеографической карте пласта ДО кыновского горизонта, и выделенные зоны песчаных баров и островов, переходной зоны шельфовой и сублиторальной, а также зоны осадконакопления в условиях относительно глубоководного морского бассейна (рис. 4).

По результатам опробования самые высокие притоки получены из скважин, находящихся в зоне песчаных баров и песчаных островов (фации прибрежно-морской области), что легко объясняется низким процентом глинистой или карбонатной составляющей и как следствие — более высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В таблице 1 показаны дебиты скважин в различных фациальных зонах (нумерация скважин условная). Табл. 1. Показатели разработки пласта ДО в различных фациальных зонах (описание фациальных зон см. на рис. 7)

Tab. 1. Indicators of the development of the D0 formation in various facies zones (see fig. 7 description of facial zones)

№ скв.	Фациальная зона	Начальный дебит, т/сут	Начальная обводненность, %	Текущий дебит, т/сут	Текущая обводненность, %
1-1	I	12	5	10	36
1-2	1	10	15	7	15
1-3	1	4	10	3,3	55
1-4	II	2	25	1,5	65
1-5	II	1	4	1	20
1-6	II	2,5	11	1,7	33
1-7	1	6	16	4,1	42

Итоги

Исходя из вышеизложенных фактов, авторы делают вывод что палеофациальная реконструкция — практический «инструмент», позволяющий выбрать наиболее благоприятные участки для заложения новых эксплуатационных скважин или бурения боковых стволов для интенсификации добычи нефти. Как показали результаты исследований, на месторождении зоны распространения фаций прибрежно-морской зоны пласта Д0 (табл. 1) наиболее благоприятные с высокой продуктивностью скважин.

Выводы

Следует отметить, что во многих крупных зарубежных и российских нефтяных компаниях проводятся курсы повышения квалификации



Рис. 4. Литолого-фациальная карта пласта ДО месторождения. Масштаб 1:150 000. Fig. 4. Lithofacial map of the DO formation of the deposit. Scale 1:150 000



Рис. 5. Формирование песчаных баров «томболо» в морском бассейне Fig. 5. Formation of "tombolo" sand bars in the sea basi



Puc. 6. Серия островов в Индийском океане Fig. 6. A series of islands in the Indian Ocean

для специалистов нефтяной отрасли, что в последующем позволяет им проводить тематические работы по палеофациальной реконструкции как территорий месторождений, так на более обширных территориях с целью выбора перспективных участков на поиск углеводородного сырья и приращения запасов.

Литература

- Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
- Ежова А.В. Литология осадочных толщ. Томск: Томский политехнический университет, 2009. 336 с.
- Игнатьев Г.М. Тропические острова Тихого океана. М.: Мысль, 1979. 270 с.
- Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «ГАРТ», 2008. 210 с.
- Литвин В.М. Основы морского ландшафтоведения. Островные и поверхностные океанические ландшафты. Калининград: КГУ, 1994. 60 с.
- Литвин В.М. Острова в океане далекие и близкие. Калининград: Калинингр. отд. Рус. геогр. о-ва, 1999. 182 с.



Рис. 7. Фациальные зоны осадконакопления на современных песчаных островах Мальдивского архипелага в Индийском океане: а — фации прибрежноморской области; б — фации шельфовой и сублиторальной зоны; в — фации глубоководных и переходных к глубоководным отложениям Fig. 7. Facies sedimentation zones on modern sandy islands Maldives archipelago in the Indian Ocean: a – facies of the coastal-marine area; 6 – facies of the shelf and sublittoral zone; в – facies of deep-sea and transitional to deep-sea sediments

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ОКТЯБРЬ 6 (99) 2023

ENGLISH

Results

Based on the above facts, the authors conclude that paleofacial reconstruction is a practical "tool" that allows you to choose the most favorable sites for laying new production wells or drilling side shafts to intensify oil production. As shown by the results of studies at the deposit of the facies distribution zone of the coastal-marine zone of the D0 formation (tab. 1) the most favorable with high productivity wells.

Referesces

- 1. Burov B.V. Geology of Tatarstan:
- Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ).2. Yezhova A.V. Lithology of sedimentary
- strata. Tomsk: Tomsk polytechnic university, 2009, 336 p. (In Russ).
- 3. Ignatiev G.M. Tropical islands of the

Conclusions

It should be noted that many large foreign and Russian oil companies conduct advanced training courses for specialists in the oil industry, which subsequently allows for thematic work on paleofacial reconstruction of both field territories and larger territories in order to select promising sites for the search for hydrocarbon raw materials and increment reserves.

1994, 60 p. (In Russ).

landscape studies. Island and surface

oceanic landscapes. Kaliningrad: KGU,

and near. Kaliningrad: Kaliningr. otd. Rus. geogr. o-va, 1999, 182 p. (In Russ).

6. Litvin V.M. Islands in the ocean are far

Pacific Ocean. Moscow: 1979, Mysl, 270 p. (In Russ).

- 4. Larochkina I.A. Geological foundations of prospecting and exploration of oil and gas fields on the territory of the Republic of Tatarstan. Kazan: PF "GARTH" LLC, 2008, 210 p. (In Russ).
- 5. Litvin V.M. Fundamentals of marine

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия Для контактов: radmir361@mail.ru

phillion addition addition of the second second

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Колузаева Ксения Юрьевна, младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Ионов Геннадий Михайлович, начальник геологического отдела, ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия Khaziev Radmir Rimovich, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia Corresponding author: radmir361@mail.ru

Anisimova Lilia Zakuvanovna, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Koluzaeva Ksenia Yurievna, junior esearcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Ionov Gennady Mikhailovich, head of the geological department, "Kara Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia





Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка САХАПРОМЭКСПО — 2023 ЯКУТСК, 25—26 октября 2023

+7 (388) 335 63 50 vkses@yandex.ru www.ses.nef.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ Генеральный информационный партнер



В настоящее время ООО «Газпром недра» является генеральным подрядчиком по геолого-разведочным, геофизическим и специальным работам на объектах ПАО «Газпром». Это динамично развивающаяся компания, обладающая современными технологиями, необходимой материально-технической базой и высокопрофессиональными специалистами. Ее производственные и научно-производственные подразделения расположены во всех газодобывающих регионах России. ООО «Газпром недра» неоднократно признавалось одним из лучших нефтесервисных предприятий по итогам ежегодного опроса ключевых потребителей сервисных услуг нефтегазового комплекса России.

Конкурентоспособность ООО «Газпром недра» обеспечивают многолетний опыт работы в нефтегазовой отрасли, разветвленная сеть производственных и научно-производственных филиалов, наличие собственной приборостроительной базы и сертифицированного метрологического центра. Важно и то, что, разрастаясь и становясь все более сложной, структура предприятия остается гибкой, мобильной, способной диверсифицировать свою деятельность и решать любые сложные и масштабные задачи.

В активе компании — семь территориальных управлений, десять производственных и научно-производственных филиалов, расположенных в основных газодобывающих регионах России, около 270 специализированных полевых отрядов и партий, собственный сертифицированный метрологический центр. Трудовой коллектив насчитывает более 5 000 работников. В ООО «Газпром недра» внедрена система менеджмента качества на базе стандарта ГОСТ ISO 9001 и система менеджмента

охраны здоровья и безопасности труда в соответствии с ISO 45001.

В 2023 году ООО «Газпром недра» успешно прошло сертификационный аудит системы менеджмента качества на соответствие требованиям СТО Газпром 9001-2018 «Системы менеджмента. Системы менеджмента качества. Требования» в Системе добровольной сертификации (СДС) ПАО «Газпром» ИНТЕРГАЗСЕРТ, что подтверждено сертификатом соответствия.

Действие сертификата распространяется на все направления деятельности ООО «Газпром недра», и его территориально обособленных подразделений, на выполняемые работы и производимую продукцию, включая геологоразведочные и специальные работы, геофизические исследования и работы в скважинах, геолого-технологические исследования в скважинах, проектирование и производство геофизической аппаратуры и оборудования.

Производственная деятельность компании в области геологоразведки направлена на формирование предложений по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ), проведение подсчета запасов углеводородного сырья, постановку их на баланс в Государственной омиссии по запасам и проведение опытно-промышленной эксплуатации месторождений. ООО «Газпром недра» активно занимается реализацией долгосрочной программы развития МСБ ПАО «Газпром» до 2040 года.

В области геофизического сервиса филиалы ООО «Газпром недра» помимо выполнения традиционных геофизических исследований и работ предоставляют заказчикам более 30 дополнительных видов услуг в области технического и информационного сопровождения жизненного цикла скважин и месторождений, в том числе: геофизическое сопровождение строительства нефтяных и газовых скважин, прострелочно-взрывные работы, вертикальное сейсмопрофилирование, полевые геофизические исследования, капитальный ремонт и оптимизацию работы скважин.

Одно из важных и объемных направлений деятельности компании — оказание услуг по геофизическому сопровождению при создании и контроле за эксплуатацией подземных хранилищ газа (ПХГ). С этой целью в ней создана и успешно функционирует многоуровневая система геолого-геофизического мониторинга ПХГ.

Компания осуществляет полное информационное обеспечение ПАО «Газпром» по замкнутому циклу: поиск – разведка – освоение – разработка – добыча – эксплуатация – мониторинг объектов углеводородного сырья и ПХГ на основе внутреннего инновационного и технологического проектов. Предоставляемая компанией геолого-геофизическая и технологическая информация позволяет эффективно осуществлять управление и контроль за разработкой и эксплуатацией месторождений и ПХГ с целью максимального извлечения из нело углеводородного сырья. Техническое оборудование и научно-методический потенциал ООО «Газпром недра» соответствуют задачам ПАО «Газпром» как глобальной энергетической компании.

ООО «Газпром недра» ведет работы и исследования в различных геологических и климатических условиях России, как на объектах Группы «Газпром», так и сторонних заказчиков, участвует в реализации крупнейших проектов «Газпрома» в новых регионах нефтегазодобычи, таких как мегапроект «Ямал» и Восточная газовая



База сейсморазведчиков

программа. На сегодняшний день компания имеет в своем портфеле более двухсот объектов производства работ — это месторождения, перспективные площади и ПХГ.

В своей текущей деятельности и в планах ее дальнейшего развития ООО «Газпром недра» полностью следует политике Президента РФ Владимира Путина, заявившего о том, что в освоении северных регионов страны — наше будущее, в том числе и с точки зрения добычи природных ископаемых, необходимых стране в перспективе. Освоение континентального шельфа России является стратегической государственной задачей, и «Газпром» является лидером по объемам и эффективности провеления геолого-разведочных работ в Арктике. Поэтому руководство ООО «Газпром недра» уделяет особое внимание повышению научно-технического потенциала в области провеления геолого-развелочных работ и особенно работ на шельфе, которые являются одними из наиболее наукоемких в нефтегазовом сервисе за счет внедрения инновационных методов и самого передового опыта в технологический процесс. Разработанные сотрудниками компании методы оптимизации строительства скважин на континентальном шельфе направлены на сокрашение финансовых затрат на геолого-разведочные работы и повышение инвестиционной привлекательности освоения морских арктических месторождений.

С целью повышения эффективности изучения недр компания постоянно развивает технологическую базу, оптимизирует организационную структуру и расширяет свои компетенции, активно внедряя новейшие технологии, в том числе цифровые, позволяющие получать более качественные данные и оптимизировать производственные процессы.

Так, на базе ООО «Газпром недра» создан отраслевой Центр строительства скважин (ЦСС). Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер высоко оценил это событие, заявив, что создание Центра будет «без сомнения, способствовать дальнейшему росту эффективности работы «Газпрома». В настоящее время ЦСС



В Центре строительства скважин

оказывает услуги по геонавигационному. инженерно-технологическому, геомеханическому сопровождению строительства скважин и экспертизе программ работ на бурение. ЦСС является частью разрабатываемой Единой цифровой платформы ПАО «Газпром». Здесь в режиме 24/7 работает семь круглосуточных постов: пять — по инженерно-технологическому и два — по геонавигационному сопровождению. В работе одновременно находится до 32 объектов эксплуатационного бурения Ковыктинского, Харасавейского, Астраханского и Уренгойского месторождений. Рекомендации, которые выдают специалисты Центра, позволяют минимизировать возможность осложнений. возникающих в процессе бурения, значительно повышать его эффективность и сокращать сроки строительства эксплуатационных скважин. Благодаря цифровизации процесса и опытной команде ЦСС уже является важным звеном в цикле строительства скважин ПАО «Газпром».

В 2022 году компания приступила к реализации еще одного проекта в рамках ее организационной трансформации наряду с внедрением передовых информационно-управляющих систем — созданию Центра управления геофизическими исследованиями скважин (ЦУГИС). Центр станет связующим звеном между филиалами 000 «Газпром недра», производственными объектами и пользователями информации в лице газодобывающих компаний и будет включать два направления: геологическое (аналитический блок) и геофизическое (операционный блок). Основная функция аналитического блока заключается в создании и постоянной актуализации цифрового Банка данных геолого-геофизической информации. В свою очередь операционный блок нацелен на совершенствование внутренней эффективности ООО «Газпром недра», прежде всего, в области сопровождения наиболее сложных видов работ в скважинах, развития и внедрения в производство новых технологий и цифровых инициатив.

В рамках проводимой деятельности по организационной трансформации и оптимизации производственной структуры руководство ООО «Газпром недра» приняло решение об укрупнении филиальной сети по направлению «Геофизический сервис». К ключевому эффекту от изменений организационной структуры относится в первую очередь повышение эффективности управления за счет оптимизации и унификации бизнес-процессов с одновременным сохранением достаточного уровня промышленной и экологической безопасности на всех объектах работ.

В ООО «Газпром недра» утверждена Концепция цифровой трансформации, которая является необходимым шагом в достижении стратегической цели нашей компании



На Ковыктинском ГКМ

по обеспечению качественной информационно-аналитической базы для принятия решений на всех этапах недропользования. И одновременно с этим в определении места и вклада ООО «Газпром недра» в достижение стратегической цели ПАО «Газпром» в газовом бизнесе — сохранить статус лидера среди глобальных нефтегазовых компаний.

Реализация этих проектов повысит оперативность получения финансовой, производственной и аналитической информации, приведет к повышению операционной эффективности деятельности и оптимизации основных и поддерживающих бизнеспроцессов ООО «Газпром недра».

ООО «Газпром недра» уделяет большое внимание не только созданию и развитию собственных технологий, компетенций, производственных мощностей, но и целенаправленной деятельности по организации взаимовыгодного партнерства и реализации совместных проектов с ведущими нефтегазовыми и сервисными компаниями, разработчиками оборудования. Компанией уже подписан ряд соглашений о сотрудничестве, предусматривающих реализацию инновационных и технологических проектов, создание инновационных центров, центров обучения и повышения компетенций специалистов.

Перспективы развития ООО «Газпром недра» связаны с обеспечением устойчивого воспроизводства, управления и развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром», повышением эффективности разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа путем внедрения инновационных технологий на всех стадиях жизненного цикла объектов газодобычи и ПХГ.



117418, Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 65 Тел.: +7 (495) 719-57-75, Факс: +7 (495) 719-57-65 office@nedra.gazprom.ru

Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

Добыча нефти и экология — тесно связанные понятия, поскольку нефтегазодобывающая отрасль — одна из экологически опасных отраслей хозяйствования в мировой практике.

Колоссальный ущерб экологии наносят выбросы в атмосферу, в том числе выбросы попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтегазовых месторождениях. Проблема использования попутного газа, добываемого из скважин вместе с нефтью, остро стоит во многих странах мира.

При современных способах разработки от 1–17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования. Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (влияют на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (влияют на функции нервной системы), аллергены и др.

По оценкам на начало 2009 года (приводимым «Российской газетой» по исследованиям Минэнерго и Комитета Госдумы по природным ресурсам, природопользованию и экологии), каждый год в России извлекалось 55 млрд м³ ПНГ. При этом в факелах сжигалось приблизительно 25 %, а это почти 14 млрд т. Половина полученного ПНГ тратится на нужды промыслов и списывается на технологические потери, и только около 25 % отправляется на переработку. А 14 млрд м³ это более 3 % всей добычи природного газа в России и около 4 % его потребления на внутренние нужды страны. Таким обра зом, проблема загрязнения атмосферы непосредственно на месторождениях при эксплуатации добывающих скважин на сегодняшний день остается актуальной.

Причиной загрязнений окружающей среды в процессе эксплуатации скважин может являться вынужденный (аварийный) сброс газа, который может возникнуть из-за неоптимального режима работы скважин, например, в результате увеличения давления газа в затрубном пространстве, высоких давлений в выкидном коллекторе. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта нефтяных скважин производят сброс нефтяного газа из затрубного пространства в атмосферу в течение определенного времени. Отрицательное влияние можно уменьшить, если отнестись с большим вниманием к воздействию попутного нефтяного газа на экологию. Но, к сожалению, нефтегазодобывающие компании зачастую пренебрегают использованием дополнительного технологического оборудования. применение которого направлено на решение не только экологической, но и экономической проблемы, так как ПНГ является высокоценным сырьем. На сегодняшний день наиболее распространена механизированная добыча нефти с применением различного глубинно-насосного оборудования. Львиную долю из которого занимают электроцентробежные (61 %) и штанговые (31 %) насосные установки. Для предотвращения



Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Фото 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Параметр	Скважи	ина № 1	Скважина № 2		
	до	после	до	после	
Qж, м ³ /сут	118	142 (+24)	128	145 (+17)	
Qн, тн/сут	26	32 (+6)	15	18 (+3)	
Рлин, атм	21	21	27	27	
Рзат, атм	22	2 (-20)	27	7 (-20)	
Рпр, атм	29	26 (-3)	39	32 (-7)	
Ндин, м	2 048	1 847 (-201)	1 464	1 323 (-141)	

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки УСУ



Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине



Фото 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Показатель	Скважи	1на № 1	Скважина № 2		
	до	после	до	после	
Qж, м³/сут	3,8	5,8 (+2)	5,5	6,8 (+1,3)	
Qн, т/сут	3,5	5 (+1,5)	4,6	5,8 (+1,2)	
Рлин, атм	32	32	31	31	
Рзат, атм	27,5	0,5 (-27)	28,9	1,9 (-27)	
Ндин, м	1 145	980 (-165)	1 290	945 (-345)	

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки КС

сброса ПНГ в атмосферу и сбора его как ценного сырья при эксплуатации добывающих скважин наша компания предлагает использовать технологическое оборудование для снижения затрубного давления до минимальных значений. Это позволит:

- исключить сбросы ПНГ в атмосферу,
- улучшить экологическую обстановку в регионе,
- улучшить характеристики работы глубинно-насосного оборудования,
- получать дополнительную прибыль за счет увеличения добычи нефти и газа без капитальных затрат на дорогостоящие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий для решения проблемы загрязнения окружающей среды, повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является технология снижения давления в затрубном пространстве с использованием эжекторных систем. Суть технологии заключается в следующем: согласно расчету, в устьевую обвязку выкидной линии скважины по «байпасной» линии устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ» (рис. 1, фото 1). Рабочей жидкостью для УСУ выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузор устьевого устройства создает пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубом скважины. В результате газ из затрубного пространства инжектируется в выкидную линию, давление в затрубе снижается до значения давления в приемной камере.

Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН и, как следствие, повышение эксплуатационных характеристик насоса и увеличение дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти и газа.

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, привод которых осуществляется при помощи станков-качалок (СК), с целью снижения затрубного давления мы предлагаем устанавливать компрессор скважинный (КС) с приводом от балансира СК.

Компрессор представляет собой поршне вой компрессор, устанавливаемый между балансиром и опорной рамой СК (рис. 2, фото 2). Шток подвешивается к балансиру на оси, цилиндр с рамой соединяется карданной опорой. Привод компрессора осуществляется от балансира СК. Шарнирная опора штока закрепляется на балансире СК, а шарнирная опора цилиндра на опорной раме качалки. При работе СК происходит возвратно-поступательное движение поршня относительно цилиндра, обеспечивающее процессы всасывания и нагнетания газа. Транспортировка всасываемого и нагнетаемого газа осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления.

Применение данных технологий позволяет улучшить экологическую обстановку на месторождениях, а также сохранить здоровье как самих нефтедобытчиков, так и жителей нефтедобывающих регионов. Оборудование позволяет увеличить добычу нефти и газа без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением), стабилизировать работу насосных установок, а также позволит перевести часть периодического фонда скважин в постоянный режим работы. При этом нефтяные компании получат дополнительную прибыль без капитальных затрат.



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



Технологии сварки аттестованы в НАКС Ц 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
- НАР УЖНОЕ 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 эпоксиднопорошковым праймером, термоплавким адгезивом

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

Определение зон стабильности газовых гидратов при помощи методов машинного обучения

Гулиев Р.З.¹, Еремин Н.А.^{1,2}, Зиганшин А.Р.¹

¹Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия, ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия r.guliev@narfu.ru

Аннотация

В настоящее время возрастает интерес к газогидратам как к альтернативным источникам энергии, способу транспортировки и хранения природного газа. Актуальной проблемой является прогнозирование образования газогидратов, следовательно, существует потребность в разработке эффективной технологии, способной прогнозировать термобарические условия гидратообразования.

Целью данной работы является создание алгоритма машинного обучения для прогнозирования условий гидратообразования. Задачи, которые были поставлены: сбор эмпирических данных о зонах стабильности газогидратов, анализ данных алгоритмами машинного обучения, построение алгоритма, способного достаточно точно прогнозировать зоны стабильности газогидратов.

Материалы и методы

В ходе данной работы будет построен алгоритм машинного обучения для прогнозирования температуры и структуры гидратообразования, также модель машинного обучения проведет анализ исходных данных. В основе модели будет лежать метод случайного леса.

Исходные данные для обучения и тестирования модели будут взяты из открытых источников.

Ключевые слова

газовые гидраты, машинное обучение, прогнозирование, модель, термобарические условия

Для цитирования

Гулиев Р.З., Еремин Н.А., Зиганшин А.Р. Определение зон стабильности газовых гидратов при помощи методов машинного обучения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 57–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-57-61

Поступила в редакцию: 06.09.2023

AUTOMATION

UDC 622.279.51 | Original Paper

Determination of stability zones of gas hydrates using machine learning methods

Guliev R.Z.¹, Eremin N.A.^{1,2}, Ziganshin A.R.¹

¹Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia, ²Gubkin University, Moscow, Russia r.guliev@narfu.ru

Abstract

Currently, there is a growing interest in gas hydrates as an alternative energy source, a method of transporting and natural gas storage. An urgent problem is the prediction of the gas hydrates formation, therefore, there is a need to develop an effective technology capable of predicting the thermobaric conditions of hydrate formation.

The purpose of this work is to create a machine learning algorithm for predicting hydrate formation conditions. The tasks that were set are the collection of empirical data on the stability zones of gas hydrates, the analysis of data by machine learning algorithms, the developing of the model capable of accurately predicting the stability zones of gas hydrates.

Materials and methods

In the course of this work, a machine learning algorithm will be built to predict the temperature and structure of hydrate formation and initial data will be analyzed by the model. The model will be based on the Random Forest method. The initial data for training and testing the algorithm will be taken from open sources.

Keywords

gas hydrates, machine learning, forecasting, thermobaric conditions

For citation

Guliev R.Z., Eremin N.A., Ziganshin A.R. Determination of stability zones of gas hydrates using machine learning methods. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 57–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-57-61

Received: 06.09.2023

Введение

При проведении глубоководных буровых работ образование газогидратов является угрозой для безопасности на производстве, потому что диссоциация гидрата метана может привести к выбросу оборудования или взрыву [3]. Кроме этого, метан является парниковым газом, который способен выделиться с морского дна при температуре морской воды или подводного оползня. Поэтому точная оценка запасов газогидратов на морском дне и определение зон их стабильности позволят вовремя замечать необратимые изменения морского дна. Следует также учесть главный интерес к изучению газогидратов — это возможность использовать их в качестве источника энергии.

Газовые гидраты представляют собой группу нестехиометрических ледоподобных кристаллических соединений, образующихся в результате сочетания воды и гостевых молекул подходящего размера при низких температурах и повышенных давлениях. В газогидратной решетке молекулы воды образуют водородно-связанные клеточные структуры [3].

Общая формула для всех газовых гидратов:

$$M \times nH_2O$$
, (1)

где M — молекула гидратообразующего газа; n — число молекул воды, приходящихся на одну включенную молекулу газа, ввиду того, что эти вещества имеют переменный состав, принимает значения от 5,75 до 17.

Полости газогидратов имеют правильную геометрическую форму, которая встречается в трех видах (рис. 1):

- первый вид (5¹²) представляет собой многогранник, содержащий 12 граней по 5 ребер;
- второй вид (5¹²6²) является многогранником, который содержит 12 граней по 5 ребер и 2 грани по 6 ребер;
- третий вид (5¹²6⁴) построен из 12 граней по 5 ребер и 4 граней по 6 ребер.

Методология исследования

Для прогнозирования зон стабильности газогидратов в данной работе применяется алгоритм, который получает на вход значение температуры и предсказывает давление.

В качестве исходных данных принимались экспериментальные термобарические условия из литературы [1, 2, 5]. Обучение машинного алгоритма осуществляется на данных, в которых содержатся все фазовые состояния газогидратов.

Затем модель тестируется и проверяется на данных, основанных на одной из фаз газового гидрата.

Компьютерная программа обучается на основе опыта Е по отношению к некоторой задаче Т и некоторой оценке производительности Р, если ее производительность на Т, измеренная посредством Р, улучшается с опытом Е.

Методы машинного обучения

Методы машинного обучения способны справляться с широким спектром задач, но в данной работе рассматривается задача восстановления регрессии или же прогнозирования, поэтому будут рассматриваться и применяться методы, способные решить поставленную задачу.

Задачу обучения по прецедентам при Y = R принято называть задачей восстановления регрессии. Основные обозначения







Рис. 1. Схема образования различных структур газогидратов Fig. 1. Scheme of formation of various structures of gas hydrate



Рис. 2. Зависимость давления от температуры в различных структурах газогидратов Fig. 2. Dependence of pressure on temperature in various structures of gas hydrates



Puc. 4. Зависимость RMSE от параметра max_features Fig. 4. Dependence of RMSE on the max_features parameter остаются прежними. Задано пространство объектов X и множество возможных ответов Y. Существует неизвестная целевая зависимость:

$$y^* = X \to Y,$$

(2)

значения которой известны только на объектах обучающей выборки $X_l = (x_i, y_i)^{li} = 1, y_i = y(x_i).$

Требуется построить алгоритм, который в данной задаче принято называть функцией регрессии X—Y, аппроксимирующий целевую зависимость y^{*}.

К методам восстановления регрессии можно отнести: линейную (полиномиальную) регрессию, метод К-ближних соседей и лес случайных решений.

В данной работе рассмотрен алгоритм леса случайных решений.

Случайный лес

Случайный лес — один из самых эффективных алгоритмов машинного обучения и является одним из немногих универсальных алгоритмов. Универсальность заключается, во-первых, в том, что он хорош во многих задачах, во-вторых, в том, что есть случайные леса для решения задач классификации, регрессии, кластеризации, поиска аномалий, селекции признаков и т.д. [4, 6]. Метрики для оценки алгоритмов машинного обучения

Метрики необходимы для измерения и сравнения производительности алгоритмов машинного обучения. Они отражают оценку различных характеристик в результатах работы алгоритмов.

Средняя абсолютная ошибка

Средняя абсолютная ошибка (или МАЕ) представляет собой сумму абсолютных различий между прогнозами и фактическими значениями:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^{n} \left| y_i - x_i \right|}{n}$$

где y_i — это предсказанное значение, x_i — это истинное значение, n — количество примеров для обучения.

Среднеквадратичная ошибка

Среднеквадратичная ошибка (или RMSE) представляет собой квадратный корень из среднеквадратической ошибки (MSE). Среднеквадратическая ошибка похожа на абсолютную ошибку в том, что она дает общее представление о величине ошибки. MSE находится по формуле:

$$MSE = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (y_i - x_i)^2}$$

100 000

80 000

rmse 000 09

40 000

rmse train

rmse cv

где y_i — это предсказанное значение, x_i — это истинное значение, n— количество примеров для обучения.

Коэффициент детерминации

Коэффициент детерминации (R Squared) указывает на точность соответствия спрогнозированных значений и фактических. Это значение изменяется от 0 до 1, что характеризует в долях эффективность работы алгоритма. R Squared вычисляется по формуле:

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST},$$

где *SSE* — это сумма значений квадратичной функции потерь; *SST* — полная сумма квадратов, или, другими словами, это дисперсия переменной отклика.

Результаты исследований

Quality dependence on parameter

Для качественной работы алгоритма необходимо произвести кросс-валидацию, то есть разбить исходные данные на обучающую и на тестовую выборки. Также для работы алгоритма необходимо правильно подобрать значения переменных, которые влияют на процесс обучения.

Показателями эффективности работы алгоритма будут являться следующие метрики:







Рис. 7. Сравнение реального и прогнозируемого значения давления для всех данных в выборке

Fig. 7. Comparison of the real and predicted pressure value for all data in the sample

20 000 0 20 40 60 80 100 120 140 min samples leaf

Puc. 6. 3aBucumocmb RMSE om napamempa min_samples_leaf Fig. 6. RMSE dependency on the min_samples_leaf parameter



Рис. 8. Сравнение реального и прогнозируемого значения давления для состава $CH_4 + H_2O$ in Hydrate + Aqueous Liquid + Vapor Fig. 8. Comparison of the actual and predicted pressure value for $CH_4 + H_2O$ in Hydrate + Aqueous Liquid + Vapor



Рис. 9. Сравнение реального и прогнозируемого значения давления для состава $CH_4 + H_2O$ in Hydrate sI + Aqueous Liquid + Vapor Fig. 9. Comparison of the real and predicted pressure value for the composition $CH_4 + H_2O$ in Hydrate sI + Aqueous Liquid + Vapor

среднеквадратичная ошибка и коэффициент детерминации.

Число «деревьев» оказывает значительное влияние на качество алгоритма. Наименьшее значение ошибки мы получаем при значении количества «деревьев» — 20.

Число признаков для расщепления отвечают за однообразие «деревьев», чем больше значение, тем больше время работы алгоритма и тем однообразнее «деревья». Наименьшее значение ошибки мы получаем при значении количества признаков расщепления — 18.

Минимальное число объектов, при котором выполняется расщепление, влияет на время выполнения алгоритма и на качество обучения.

Ограничение на число объектов в листьях оказывает такое же влияние на алгоритм обучения, как и предыдущий параметр. Значение было выставлено значением по умолчанию и равнялось пяти.

Таким образом были подобраны значения параметров для корректной работы алгоритма и его качественного обучения и тестов.

Далее модель была обучена на общей выборке для последующего применения на данных, сгруппированных по составу. На графиках ниже отображено соответствие предсказанных значений к целевым, то есть чем ближе точки располагаются к функции y = x, тем точнее алгоритм выполнил предсказание.

Итоги

Применение модели машинного обучения показало высокую эффективность. В рамках текущего исследования были достигнуты точности в 75,718 % при прогнозировании температуры образования гидрата и 84,865 % при прогнозировании структуры образующегося гидрата различных газов.

Выводы

В настоящем исследовании построены математические модели, основанные на алгоритмах машинного обучения. Построение алгоритмов и их тестирование осуществлялось на экспериментальных данных термобарических свойств газовых гидратов, собранных из литературы. Простота и допустимая точность результатов прогнозирования свидетельствуют о том, что данная технология может применяться для определения зон стабильности газогидратов. Но были выявлены недостатки в исходных данных, которые учитывают не все параметры условия образования гидратов, содержат ошибочные значения и не обладают исчерпывающей информацией о происходящих процессах.

Дальнейший сбор данных и совершенствования алгоритмов могут позволить эффективно оценивать влияние различных ингибиторов на смещение зон стабильности и их концентрации в заданных условиях. Такая гибкость модели позволит эффективно эксплуатировать трубопроводы, технологические линии и с доработками оценивать диссоциацию гидратов газа в газогидратных месторождениях.



Рис. 10. Сравнение реального и прогнозируемого значения давления для состава $CH_4 + H_2O$ in Hydrate sI + Ice + Vapor Fig. 10. Comparison of the actual and predicted pressure value for the composition $CH_4 + H_2O$ in Hydrate sI + Ice + Vapor

Литература

- Chapoy A., Mohammadi A.H., Richon D. Predicting the hydrate stability zones of natural gases using artificial neural networks. Oil & Gas science and technology. 2007. Vol. 62, issue 5, P. 701–706. (In Eng).
- 2. Abooali D., Khamehchi E. New predictive method for estimation of natural gas hydrate formation temperature using genetic programming. Neural Computing and Applications, 2019, Vol. 31, issue 7, P. 2485–2494. (In Eng).
- 3. Carroll J.J. Natural gas hydrates: a guide for engineers 2nd ed. Amsterdam; Boston: Elsevier, 2009, 276 p. (In Eng).
- 4. Clayton C.R.I., Priest J.A., Best A.I. The effects of disseminated methane hydrate on the dynamic stiffness and damping of a sand. Geotechnique, 2005, Vol. 55, issue 6, P. 423–434. (In Eng).
- Elgibaly A.A., Elkamel A.M. A new correlation for predicting hydrate formation conditions for various gas mixtures and inhibitors. Fluid phase equilibria, 1998, Vol. 152, issue 1, P. 23–42. (In Eng).
- Eymold W.K., Frederick J.M., Nole M., Phrampus B.J., Wood W.T. Prediction of gas hydrate formation at Blake Ridge using machine learning and probabilistic reservoir simulation. Geochemistry, Geophysics, Geosystems, Vol. 22, issue 4, 22 p. (In Eng).

ENGLISH

Results

The use of a machine learning model has shown high efficiency. Within the framework of the current study, an accuracy of 75,718 % was achieved in predicting the temperature of hydrate formation and 84,865 % in predicting the structure of the resulting hydrate of various gases.

Conclusions

In this study, mathematical models based on machine learning algorithms are constructed. The construction of algorithms and their testing was carried out on experimental data on the thermobaric properties of gas hydrates collected from the literature. The simplicity and permissible accuracy of the forecasting results indicate that this technology can be

used to determine the stability zones of gas hydrates. But shortcomings were identified in the initial data, which do not take into account all the parameters of the conditions for the formation of hydrates, contain erroneous values and do not have comprehensive information about the processes taking place.

Further data collection and improvements in algorithms can make it possible to effectively assess the effect of various inhibitors on the displacement of stability zones and from concentration under given conditions. Such flexibility of the model will make it possible to efficiently operate pipelines, technological lines and, with modifications, assess the dissociation of gas hydrates in gas hydrate fields.

References

- Chapoy A., Mohammadi A.H., Richon D. Predicting the hydrate stability zones of natural gases using artificial neural networks. Oil & Gas science and technology, 2007, Vol. 62, issue 5, P. 701–706. (In Eng).
- 2. Abooali D., Khamehchi E. New predictive method for estimation of natural gas hydrate formation temperature using genetic programming. Neural Computing

and Applications, 2019, Vol. 31, issue 7, P. 2485–2494. (In Eng).

- 3. Carroll J.J. Natural gas hydrates: a guide for engineers 2nd ed. Amsterdam; Boston: Elsevier, 2009, 276 p. (In Eng).
- 4. Clayton C.R.I., Priest J.A., Best A.I. The effects of disseminated methane hydrate on the dynamic stiffness and damping of a sand. Geotechnique, 2005, Vol. 55, issue 6, P. 423–434. (In Eng).
- 5. Elgibaly A.A., Elkamel A.M. A new

correlation for predicting hydrate formation conditions for various gas mixtures and inhibitors. Fluid phase equilibria, 1998, Vol. 152, issue 1, P. 23–42. (In Eng).

 Eymold W.K., Frederick J.M., Nole M., Phrampus B.J., Wood W.T. Prediction of gas hydrate formation at Blake Ridge using machine learning and probabilistic reservoir simulation. Geochemistry, geophysics, geosystems, Vol. 22, issue 4, 22 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ І INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гулиев Рамиль Зафарович, старший преподаватель кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия Для контактов: r.guliev@narfu.ru

Еремин Николай Александрович, д.т.н., профессор, научный руководитель кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия; профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Зиганшин Артур Радикович, студент 4 курса кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия **Guliev Ramil Zafarovich,** senior lecturer, department of well drilling, oil and gas field development, Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia

Corresponding author: r.guliev@narfu.ru

Eremin Nikolai Alexandrovich, doctor of technical sciences, professor, scientific director of the department of well drilling, oil and gas field development, Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia; professor, Gubkin University, Moscow, Russia

Ziganshin Artur Radikovich, 4th year bachelor's student, department of well drilling, oil and gas field development, Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia



03-07 ИЮНЯ 2024, ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN», конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

15-19 ИЮЛЯ 2024, ТЮМЕНЬ,

отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюныИюль»

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

02–06 СЕНТЯБРЯ 2024, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ, БЕЛОКУРИХА, АЛТАЙСКИЙ КРАЙ

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN», конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

«Петролайн-А» — профессионалы своего «ДЭЛА»

ООО НПП «Петролайн-А» — IT-компания, которая занимается разработкой, производством и сервисом контрольно-измерительных приборов и автоматизации (КИПиА) для нефтегазодобывающей промышленности.

Система контроля параметров бурения и ремонта скважин СКПБ «ДЭЛ-150» позволяет контролировать процессы бурения и ремонта скважин, а также предотвращать аварийность и производственный травматизм персонала. Система соответствует требованиям ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Система видеорегистрации ДЭЛ-150В2 предназначена для видеоконтроля на буровых установках и на установках ремонта скважин с возможностью синхронизации данных видеонаблюдения с данными телеметрии СКПБ «ДЭЛ-150», что позволяет наиболее точно и полно восстановить цепочку событий на объекте.

Основной блок ДЭЛ-150В2 — видеорегистратор, оснащен системой поддержания оптимальной температуры внутри корпуса. Включение видеорегистратора происходит после установки необходимой температуры. Обеспечивает запись данных до 10 IP-видеокамер, установленных на рабочей площадке или емкостном блоке. Запись производится на съемный жесткий диск с возможностью передачи видеоданных в режиме реального времени по Ethernet, GSM, WI-FI сетям.

Система контроля параметров раствора СКР-2 — модульный программно-аппаратный комплекс, предназначенный для контроля, регистрации и беспроводной передачи информации параметров жидкостей, используемых при проведении работ КРС и ПРС.



Рис. 2. Диаграмма свинчивания на дисплее модуля управления

В зависимости от комплектации станция может предоставлять информацию о моментальном расходе, суммарном объеме, плотности, давлении и температуре раствора. В состав комплекса СКР-2 могут входить датчик расхода; датчик давления; датчик плотности и др. Система контроля расхода топлива «Пульсар» предназначена для измерения расхода, уровня или объема топлива в емкостях на буровых установках, буровых насосах, дизельных электростанциях, складах горюче-смазочных материалов (ГСМ), а также



Рис. 1. Расположение датчиков на машинном ключе

авто- и железнодорожном транспорте. Контроллер «Пульсар» с заданной периодичностью опрашивает емкостные измерители уровня топлива, расходомеры, приборы учета электроэнергии.

Победа ООО НПП «Петролайн-А» в номинации: «Мониторинг в нефтегазе». Новое решение на базе терминалов GALILEOSKY позволяет экономить от 2 до 10 кубометров топлива в месяц и отслеживать весь путь движения топлива: от поставки на площадку до получения потребителем.

Результат кейса:

Решение «Петролайн-А» позволило заказчику предотвратить хищения топлива и вести точный учет энергоресурсов. Ранее заказчик опирался только на отчеты ответственных лиц, составленные вручную, и перерасход горючего списывался. С разработкой АСУДТ «Пульсар» можно выгрузить информацию по всем показателям и сформировать отчеты за день, неделю, месяц работы буровой установки и потребителей.

Система контроля момента свинчивания ДЭЛ-150 предназначена для контроля *Рис. 3. Окно настроек модуля управления*



Рис. 4. Окно просмотра архивных данных



Рис. 5. Верхнее программное обеспечение



и регистрации крутящего момента свинчивания резъбовых соединений при строительстве нефтяных и газовых скважин.

В составе системы ДЭЛ-150 СККМиО находятся датчики, размещаемые на машинном ключе (рис. 1), регистрирующие параметры крутящего момента, выбранной передачи, количества и скорости оборотов свинчивания. Датчики не имеют кабельных связей и передают данные по радиоканалу в модуль управления ДЭЛ-150.

По полученным от датчиков данным модуль управления на дисплее строит диаграмму свинчивания (рис. 2) и при достижении максимально допустимого момента включает блокировку и звуковое оповещение. Специалист, ответственный за сборку колонны, решает, принимать ли выполненное свинчивание или отклонить и выполнить заново.

Для удобства использования имеется возможность дублировать показания дисплея модуля управления на мобильные устройства и ПК на рабочем месте мастера-технолога.

Система позволяет выполнять все необходимые настройки, задание уставок и величин (рис. 3), имеет гибкий интерфейс и доступ к просмотру архивных данных (рис. 4).

Для последующего анализа проведенных работ по сборке колонны, а также создания отчетов данные выгружаются в верхнее программное обеспечение (рис. 5).



ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А» 423801, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. Лермонтова, 53А

Тел/факс: +7 (8552) 53-55-35, 71-74-31

Почтовый адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, а/я 23 main@pla.ru www.pla.ru

Инновационные разработки компании «Валком»

«Валком» более 25 лет разрабатывает и производит высокоточные интеллектуальные датчики и системы автоматики на их основе.

Уже несколько лет комплект датчиков компании «Валком» в количестве 383 штук успешно применяется на компрессорных станциях, находящихся в эксплуатации ТРАНСГАЗ (г. Санкт-Петербург), в том числе на компрессорной станции «Портовая», входящей в «Северный поток».

Компания разрабатывает, проектирует и производит системы автоматики, латчики, компьютеры, электронные компоненты и программное обеспечение. Среди клиентов «Валком» — крупнейшие российские нефтяные и газовые компании. Продукция «Валком» одобрена для применения в самых ответственных отраслях промышленности, в том числе на взрывоопасных и специальных производствах. «Валком» производит и устанавливает оборудование на танкеры, газовозы, морские нефтяные и газовые терминалы, наземные нефтехранилища, морские буровые платформы, комплексы для подготовки газа, компрессорные станции и другие сложные объекты.

Имея собственный штат разработчиков, конструкторов, программистов, собственное производство, — как

металлообрабатывающее, так и микроэлектронное, — используя в выпускаемой пролукции ключевые компоненты собственной разработки, компания «Валком» не зависит от готовых сторонних решений и уверенно выполняет взятые на себя обязательства, несмотря на действующие ограничительные санкции. В 2022-2023 годах «Валком» уже выполнил ряд проектов по оперативной замене систем автоматизации иностранного производства, по которым производители отказались исполнять взятые на себя обязательства по вводу в эксплуатацию, на оборудование собственной разработки.

Отличительной особенностью деятельности «Валком» является постоянное увеличение доли компонентов собственной разработки и производства выпускаемой продукции — от чувствительных элементов датчиков давления до микросхем блоков электроники и собственных одноплатных компьютеров. Разработан и запатентован пьезорезистивный чувствительный элемент преобразователей давления ПДК, разработана интерфейсная микросхема HART. которая может применяться в сигнализаторах уровня UTS и TLA, преобразователях температуры ТПК и давления ПДК. Ведется разработка микропроцессоров и АЦП для применения в блоках электроники датчиков.

Большое количество изделий, находящихся в эксплуатации, позволяет компании «Валком» систематизировать пожелания пользователей и с этим учетом разрабатывать новую продукцию.

К 2023 году нашей гордостью является получение патента на устройство



Рис. 1. Ультразвуковая установка для сверления стекла



Рис. 2. Установка разварки микропроволоки Рис. 3. Установка лазерной сварки









Рис. 4. Установка импульсной сварки (разработка «Валком»)

для защиты измерительного элемента от избыточного давления. Такой элемент — своего рода сердце любого датчика, измеряющего давление жидкостей и газов. «Валком» — это первая компания, которая начала производить данный элемент в России.

В основе производства чувствительного элемента находятся кремниевые пластины, толщина которых 390 микрон. Чтобы такая пластина стала датчиком давления, с обратной стороны пластины нужно убрать кремний в определенных местах и оставить маленькие чувствительные мембраны. Формирование такой мембраны проводится на лазерной установке, имеющей точность обработки кремния в 1 микрон. Параллельно с работой в лазерной установке идет изготовление основания кремневой пластины из специального стекла, в котором просверливается 400 отверстий (рис. 1).

Кремниевая и стеклянная пластины соединяются с помощью анодной сварки в глубоком вакууме при высокой температуре. Делается это в специальной установке для бондинга, это разработка компании «Валком». Полученный Рис. 5. Чувствительный элемент датчика давления

монолитный кремниестеклянный диск и далее уже цельный датчик отправляетразделяется на элементы с помощью высокоскоростной резки алмазным диском.

Полученные в результате распиливания пластины-кристаллы устанавливаются на металлостеклянное основание. Далее производится ультразвуковая сварка: с помошью нее тонкая микропроволока электрически соединяет кристалл с нужными проводниками основания (как бы сшивает).

На рисунке 3 показана установка, при помощи которой происходит приваривание мембраны к микрокамере, которая будет прогибаться под давлением жидкостей или газа в конечном элементе.

Когда мембрана приварена, с другой стороны камеры приваривается полученный из предыдущих процессов чувствительный элемент (рис. 4).

В итоге получается готовый чувствительный элемент (рис. 5), который нужно защитить от внешних возлействий, лля чего его заполняют специальной жидкостью для передачи давления.

Полученный чувствительный элемент является главной деталью датчика давления. Элемент монтируется в датчик,

Рис. 6. Преобразователь давления

ся заказчику (рис. 6).

Данная разработка позволяет компании выйти на новый уровень импортозамещения и по праву гордиться полностью российским производством компонентов датчика давления. Теперь российские компании могут заказывать датчик давления, полностью произведенный в России, у нас в «Валком»!



196006, г. Санкт-Петербург, ул. Ломаная, д. 10

тел. +7 812 320-98-33 факс. +7 812 326-25-35

> info@valcom.ru www.valcom.ru

Герметизация прокладки кабелей в защитных трубах регулируемым уплотнителем межкабельного пространства АктивРинг

Для решения задачи герметизации проходов нефтяных, газовых и других трубопроводов через колодцы, стены, перекрытия технологических и производственных помещений компания АПС производит базовую линейку регулируемых уплотнителей АктивРинг*, гидроизолирующие воротники марки АР и герметизирующие манжеты марки АР.

Через плохо загерметизированные проходы грунтовые воды проникают в колодцы и помещения, наносят ущерб оборудованию внутри, затрудняют или делают невозможным доступ, обслуживание и ремонт.

Базовая линейка уплотнителей Актив-Ринг регулируемой герметичности включает в себя:

- звеньевой уплотнитель для одиночных труб 28 типоразмеров, диапазон диаметров рабочих труб 21,5–3 000 мм, диапазон уплотняемых зазоров при однослойном применении 10–100 мм;
- кольцевой уплотнитель для прохода одной и более труб любых типоразмеров на заказ, диапазон диаметров рабочих труб до 3 000 мм, диапазон уплотняемых зазоров от 10 мм.

Базовая линейка уплотнителей создавалась и предназначена, в основном, для проходов труб.

Современная подземная прокладка высоковольтных линий электропередачи в защитных трубах требует герметизации кабелей в торцах и стыках труб и в местах прохода кабелей через колодцы.

Многокабельный уплотнитель межкабельного пространства АктивРинг (проходка АктивРинг) предназначен для уплотнения и герметизации зазоров в межкабельном пространстве между двумя и более кабелями и внутренней поверхностью гильзы или защитной трубы (рис. 1).



Рис. 1. Проходка АктивРинг

Применение проходки АктивРинг исключает заполнение защитных труб грунтовыми водами и их заиливание, а также обеспечивает возможность беспрепятственного извлечения кабеля с целью его ремонта или замены. Обеспечивают 100 % герметичность трубы с проложенным в ней кабелем:

- имеет разборную конструкцию, предполагающую многоразовое использование;
- регулировка герметичности затяжкой болтов;
- простота, скорость и удобство монтажа, монтаж осуществляется по месту, в момент прокладки, без предварительной установки;

- позволяет центрировать кабель в трубе, защищая его оболочку от механических повреждений и нагрузок;
- рабочая длительная температура от – 40 °С до +80 °С;
- не подвержена коррозии;
- не имеет замкнутого металлического контура;
- упругий элемент выполнен из резины или из специально подобранной полимерной композиции с добавлением каучука (ТЭП);
- нержавеющий крепеж.

Ассортимент — в соответствии с параметрами применяемых труб (табл. 1).

Табл. 1. Стандартные типоразмеры защитных труб и кабелей для многокабельной проходки

Puolingia anomo		польце	ÅV JÝ				
	етр	24	32	48	64	96	ешни я d, <i>i</i>
	Внешний диам трубы D, мм	Внутре	Возможный вн диаметр кабел				
	110	96,2	94,8	92,8	91,2	88,8	30-60
	125	109,2	107,8	105,4	103,6	101	30-70
	160	139,8	138	135	132,8	129,2	30-85
	180	157,4	155,2	152	149,4	145,4	30-95
	200	174,8	172,4	168,8	166,0	161,4	30-105
	225	196,6	194	189,8	186,6	181,6	30-120

Область применения — защита оболочки кабеля, герметизация пространства между кабелем и трубой, степень защиты IP68 по ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками».

Проходка АктивРинг состоит из упругого элемента с отверстиями для двух и более кабелей и двух составных прижимных пластин, соединенных через упругий элемент болтами с гайками (рис. 2). Прижимные пластины изготовлены из полимерного материала-диэлектрика.



Рис. 2. Устройство проходки АктивРинг

Основное свойство материала упругого элемента — способность длительное время поддерживать постоянное давление на поверхностях кабелей, гильзы или защитной трубы, а также на прижимные пластины.

Для комплексной герметизации прохода кабелей через строительные конструкции проходка АктивРинг может быть применена в составе узла герметизации АктивРинг (рис. 3).



Рис. 3. Узел герметизации АктивРинг

ООО «АПС» производит в Санкт-Петербурге: опорно-направляющие кольца, герметизирующие манжеты, уплотнители кольцевых пространств АктивРинг, гидроизолирующие воротники, многокабельные проходки.

Продукция продвигается и продается под торговой маркой «АктивРинг».

Не подлежит обязательной сертификации (отказное письмо).

Напродукцию выдается паспорткачества. Гарантия на продукцию — 5 лет при условии соблюдения требований по монтажу, температурных и других условий эксплуатации.

Срок службы не менее 20 лет.



*АктивРинг — зарегистрированная торговая марка.



В НОГУ СО ВРЕМЕНЕМ: КАЧЕСТВЕННОЕ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ОТ ПКФ «РУСМА»

Компания «РУСМА» — крупнейший производитель полного спектра горюче-смазочных материалов, поставляет на производство

качественные аналоги импортной продукции! Каждая разработка проходит ряд лабораторных исследований и испытаний, поэтому потребитель получает высококачественную смазочную продукцию.

В рамках программы по импортозамещению мы предлагаем:

- «РУСМА-АРІ Modified»
- «РУСМА-АРІ Modified 1000»
- «РУСМА Р-22 NM»
- «РУСМА LUXE P-23»
- «РУСМА Р-24 Cu Arctic»
- «РУСМА LUXE P-23»

смазки-масла-покрытия-составы-присадки-очистители

Еще больше продукции представлено здесь:

Выгодные цены – Гарантированные поставки

192177, Россия, г. Санкт-Петербург, 3-й Рыбацкий проезд, д. 7 Телефон/факс: + 7 (812) 707-31-08, (812) 707-31-24



Азотные компрессорные станции ТГА

Наиболее результативным решением проблемы повышения нефтеотдачи пластов является применение третичных газовых методов, к которым относится метод вытеснения азотом. Азот один из самых распространенных газов на планете Земля. Основным его свойством, используемым в технологических процессах, является инертность. В концентрациях начиная с 90 % азот предотвращает возгорание. Именно благодаря этому своему свойству он получил широкое распространение для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности в различных технологических процессах.

Повышение продуктивности скважин достигается путем подачи газообразного азота под высоким давлением. Азот поднимается вверх по трещинам и за счет увеличения пластовой энергии оттесняет вниз заблокировавшую ствол скважины воду. Обеспечивается заполнение освобождающихся от воды коллекторов нефтью — и снова открывается доступ нефти к стволу скважины. Добыча возобновляется, нефтеотдача пласта повышается в пределах от 35 до 75 % (рис. 1).

Газообразный азот применяется также при выполнении таких операций, как капитальный ремонт скважин, опрессовка скважин, бурение на депрессии, освоение скважин после ГРП, консервация и расконсервация скважин и др. Оптимальное мобильное решение задачи получения газообразного азота из атмосферного воздуха непосредственно на нефтяных скважинах и других объектах, требующих подачи азота высокого давления, — азотные станции серии ТГА. Передвижная азотная компрессорная станция доставляется к объекту и запускается в работу (рис. 2).

Краснодарский компрессорный завод производит широкую линию моделей передвижных азотных станций серии ТГА, способных обеспечивать на выходе высококонцентрированный азот (до 99 %) под давлением до 630 атмосфер с производительностью до 30 нм³/мин. Максимальная концентрация азота на выходе зависит от модификации станции и колеблется в диапазоне от 90 до 99 %. Подходящая модель и модификация азотной станции подбираются под задачи, которые требуется решать. При этом заказчик имеет возможность приобрести новую азотную компрессорную станцию в собственность для постоянного использования или взять в аренду вместе с профессиональным экипажем для решения оперативных задач. Для удобства перемещения станций ТГА предусмотрено несколько типов их исполнения: на салазках, на прицепе, на шасси. Тип подбирается в зависимости от расположения объектов, сроков эксплуатации станции на каждом из них и других факторов.

На сегодняшний день самой востребованной в нефтедобыче является инновационная азотная станция модели TГА-10/251 с концентрацией азота на выходе 95 % (рис. 3).



Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением



Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха



Рис. 3. Инновационная азотная станция модели ТГА-10/251

КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ для компримирования промышленных газов

- . Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!



Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А +7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru

«РариТЭК» — эксперт по внедрению газомоторной техники

АО «РариТЭК Холдинг» — компания, которая занимается производством, поставкой, переоборудованием и обслуживанием автотехники на природном газе. Компания реализует комплексный подход по внедрению газомоторной техники.

Один из множества успешно реализованных проектов компании — произволство экологически чистых автобусов LOTOS. Проект реализуется на плошалке «Автомобильный завод «РариТЭК». Автобусы LOTOS курсируют по улицам Удмуртской республики, в Перми, Архангельске, Уфе, Ярославле, Москве и других городах, являясь образцом нового стандарта общественного транспорта. Автобусы на газомоторном топливе отличаются экологичностью, большой вместимостью пассажиров, а также долгим сроком эксплуатации — 10 лет. Капитальный ремонт требуется только после прохождения одного миллиона километров. LOTOS – безопасны и комфортны для пассажиров. В салоне предусмотрены USB-розетки, кондиционеры, шумоизоляция, кнопки вызова водителя, резиновые чехлы на поручнях для противоскользящего эффекта, а подвижные элементы дверей скрыты за специальным коробом. Отдельное внимание при разработке модели уделено маломобильным группам населения. Так, в центре салона организовано место для пассажира на инвалидном кресле. При открывании дверей автобус автоматически наклоняется, а для доступа маломобильных жителей есть откидная плошадка.

С 2019 года компания «РариТЭК» является поставщиком оборудования для автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС). А с 2020 г. компания занимается строительством заправок АГНКС и производит оборудование для них.

Компетентные специалисты — это основа, без которой невозможно стать экспертом в своей отрасли. Это прекрасно понимают в компании, а потому уделяют особое внимание обучению персонала. Для этого в «РариТЭК» создан специальный учебный центр, в котором сотрудники могут наращивать свои компетенции и получать актуальные знания в области газобаллонной автотехники. За время своей работы, учебный центр выпустил более семи тысяч высококвалифицированных специалистов.

Компания «РариТЭК» стояла у истоков газомоторного рынка в России и имеет большой опыт для того, чтобы предлагать новые эффективные решения.

Одно из таких решений — тракторы с газовыми двигателями. Всем известно, что в сельском хозяйстве значительную часть в себестоимости продукции занимают расходы на топливо. Так, в производстве сельскохозяйственной продукции затраты на горюче-смазочные материалы достигают 50 %. Поэтому снижение расходов на топливо — является основной задачей для тех, кто стремится увеличить рентабельность своего бизнеса. За последнее время стоимость бензина и дизеля существенно увеличилась. Динамика цен за газ



остается в комфортном диапазоне. Сейчас стоимость газа в два раза ниже стоимости бензина и в три раза ниже стоимости дизеля. Поэтому экономическая выгода становится очевидной.

Сельскохозяйственная техника, использующая в качестве топлива газ вместо традиционного бензина или дизеля, является не только экономичной, но, что немаловажно – мощной, надежной и простой в обслуживании.

Помимо тракторов малой мощности кейсе РариТЭК имеется первый опыт и с высокомошными молелями. Так, в марте этого года АО «РариТЭК Холдинг» подписал генеральное соглашение с компанией Ростсельмаш. Стороны подчеркивали, что одной из главных задач проекта является сохранение тяговой силы трактора, обеспечивающей его уверенную работу при выполнении энергозатратных операций с такими орудиями, как офсетные дисковые бороны (до 6 м), и тандемные дисковые бороны (до 11 м), посевные комплексы (до 13 м), плуги (9–11-корпусные), культиваторы (до 15 м). Уже в этом году первые образцы переоборудованной техники вышли в поле. Ими стали тракторы Ростсельмаш 2375 — это производительные, простые в обслуживании и экономичные машины, которые при агрегатировании с современными орудиями могут использоваться в широком спектре сельскохозяйственных работ.

Учитывая, что тракторы 2000-й серии относятся к 6-му тяговому классу, проект РариТЭК Холдинг и Ростсельмаш является уникальным для Российского АПК. Компания «РариТЭК» совместно с Минским моторным заводом разработала газопоршневой двигатель MMZ-262CNG на базе дизельного двигателя Д-262. Минский моторный завод отвечает за механическую составляющую конструкции двигателя, «РариТЭК», имеющая большой опыт переоборудования дизельных двигателей в газопоршневые, — за газовое оборудование и аппликационные работы по доведению двигателя до необходимых показателей.

Для двигателя MMZ-262 разработаны оригинальные детали: головка блока цилиндров, поршни и поршневые кольца. впускные и выпускные клапаны, распределительный вал, система зажигания и другие. Разработанная базовая конструкция газопоршневого двигателя позволяет реализовать мощностную линейку двигателей от 100 до 189 кВт различного назначения — автомобильные, тракторные, строительные, сельскохозяйственные и стационарные моторы для генераторных станций. В конструкции двигателя применена система моноподачи газа, что позволяет получать равномерную газовоздушную смесь и обеспечивать наполнение цилиндров однородной топливной смесью. Данная система моноподачи газа позволяет достигать высоких экологических требований Евро 5 и Евро 6. Двигатель успешно прошел испытания в составе трактора «Беларусь-1221».

Премьер-министру Российской Федерации Михаилу Мишустину в рамках выставки «Иннопром-2023» был представлен газопоршневой двигатель MMZ-262CNG.



В настоящее время проводится сертификация линейки тракторов МТЗ с газовым двигателем MMZ. Проведены успешные сертификационные испытания на полигоне НАМИ и получены протоколы этих испытаний. Совсем скоро ОАО «Минский тракторный завод» запускает серийное производство тракторов, работающих на газомоторном топливе. Оно будет организовано в городе Елабуга на производственных мощностях ООО «ТПК МТЗ-Татарстан». Соответствующее соглашение было подписано 27 июня 2023 года на полях Форума регионов Беларуси и России. Это совместный проект с компаниями «Газпром газомоторное топливо» и «РариТЭК Холдинг».

Совместно с «ТПК МТЗ-Татарстан» компания «РариТЭК» разработала первый трактор МТЗ, работающий на сжиженном природном газе. Трактор относится к тяговому классу 2 тс, обладает мощностью 130 лошадиных сил и колесной формулой 4×4 с усиленным передним ведущим мостом. Способность трактора агрегатироваться с широкозахватным сельскохозяйственным оборудованием значительно увеличивает производительность при сравнительно небольшом потреблении топлива. Эргономика рабочего места водителя и большая обзорная кабина обеспечивает комфортное управление машиной. Трактор прекрасно справляется со всем перечнем сельскохозяйственных работ. Он одинаково хорош на любых видах почв, в любых климатических зонах. Хороший запас мошности позволяет использовать широкозахватные сельскохозяйственные орудия, позволяющие обрабатывать большие площади в ограниченное время.

Такой трактор можно использовать не только для нужд сельского хозяйства. Он также подойдет для использования в строительстве, дорожными и коммунальными службами и в ряде других работ. Съемный топливный модуль КПГ имеет объем 400 литров (90 кубических метров). Суммарный объем заправленного СПГ (криобак) составляет порядка 240 литров/76 кг. Время работы на полностью заправленном модуле КПГ при номинальной нагрузке — 6 моточасов. В зависимости от поставленных задач, может комплектоваться другим объемом модуля КПГ.

Также в перспективной линейке газомоторных тракторов есть новинка — Трактор Беларус 2022.3 на СПГ/КПГ. МТЗ 2022 имеет силовой агрегат MMZ-262CNG на 212 лошадиных сил, но в отличие от МТЗ 1221, МТЗ 2022 относится к третьему тяговому классу и является полноприводным. Мощная машина предназначена для общих энергоемких сельхозработ. Трактор МТЗ-2022 обладает возможностью сдваивания колес с помощью проставок. Модель комплектуется передними балластными грузами общей массой 540 килограмм (один груз весит 45 килограмм). В качестве опции предлагается балласт на 950 килограмм. Помимо этого, колеса можно догрузить, залив жидкость. Газомоторная версия 2022 также имеет возможность комплектоваться съемным топливным модулем КПГ объемом 400 литров (90 кубических метров).

Рады пригласить Вас посетить выставочную экспозицию «РариТЭК» в рамках Петербургского международного газового форума, который пройдет в период с 31 октября по 03 ноября на площадях конгрессно-выставочного центра ЭКСПОФОРУМ в г. Санкт-Петербург, где будут представлены данные тракторы.



РТ, г. Набережные Челны, ул. Старосармановская, д. 18 +7 800 333-25-52 info@raritek.ru www.raritek.ru



expoz.ru



АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающее ваши задачи



Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме



Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла.

Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации


3-5 апреля Казахстан, Атырау



21-я Северо-Каспийская региональная выставка

«Атырау Нефть и Газ»



Подробная информация: www.oil-gas.kz



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



www.oilandgasforum.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ











23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ΗΕΦΤΕΓΑ3-2024

www.neftegaz-expo.ru



РФ, г. Екатеринбург, пер. Центральный рынок, дом 6, офис 35. info@steelcontour.com



ПРОЕКТИРУЕМ • ИЗГОТАВЛИВАЕМ • ПОСТАВЛЯЕМ

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Осевые Универсальные Поворотные Сдвиговые Разгруженные Карданные Сильфонное компенсационное устройство

+7 (343) 31-24-246



STEELCONTOUR.COM

Разрабатываем и изготавливаем под заказ с самыми различными типами компенсаторов с любыми техническими характеристиками и по индивидуальным чертежам заказчика, а также патрубками под нестандартный диаметр трубопровода, толщину стенки патрубков и различных марок стали.

Высокотехнологичное инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе

АСОИ «Скважина»

Удаленный мониторинг технологических процессов. Беспроводные датчики давления, температуры. Регистратор выноса песка.

Измеряемые параметры:

- Избыточное давление среды от 0 до 60 МПа;
- Температура среды от -50...+100 °С;
- Вынос твердых фракций (песка) от 0,002 г/с.

ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ СМТ

Области применения:

- Удаленные скважины;
- Кустовые площадки скважин:
- Протяженные
- объекты/трубопроводы;
- Площадные объекты.

ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ СМД



Автономный источник питания 10 лет непрерывной работы на одной батарее

Передающий модуль

оптимальное аппаратное решение для построения беспроводных сенсорных сетей. Возможность ретрансляции данных на большие расстояния

Проприетарный протокол обмена БИНАР ПО, позволяющее экономить энергию батареи.

Расширенный температурный диапазон эксплуатации сохраняет работоспособность при температуре до -50°С



РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ «КАДЕТ»

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы скважин



Высокая помехоустойчивость. Нулевое значение при отсутствии выноса песка. Регистрирует только твердые частицы

Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи

Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акустоэмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

Два исполнения:

- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу. ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485. BH 1228-01



607188, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, д. 12, стр. 17А, +7 (83130) 5-99-35, 5-99-53 binar@binar.ru, www.binar.ru