МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе
(МГРИ)

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ТОМ IV

X Международной научной конференции молодых ученых «Молодые - Наукам о Земле»

International Scientific Conference of Young Researchers «The Young - for the Earth Sciences»

31 марта - 1 апреля 2022 г. | 31 March - 1 April 2022

Москва | Moscow

УДК 082 +[550.8+553](082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

Молодые – Наукам о Земле : в 7 т. Материалы X Международной научной конференции молодых ученых «Молодые - Наукам о Земле» – М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2022.

Т. 4 : Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела, математическое моделирование и разведочная геофизика, бурение скважин / ред. коллегия: Ю.П. Панов, Р.Н. Мустаев. - М. : Издательство РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2022. – 309 с.

УДК 082 +[550.8+553](082)
ББК 94.3 + 26.21я43 + 26.34я43

© РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ, ГОРНОГО И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА»

1.Модернизация привода шахтной техники и транспорта заменой ДВС на электрический силовой агрегат

Адамова Л.С.* (МГРИ, adamovals@mgri.ru), Головин С.В. (МГРИ, golovinsv@mgri.ru), Меркулов М.В. (МГРИ, merkuliovmv@mgri.ru).....10

2. Определение напряжений вдоль анкерного болта с закрепляющим раствором в шпуре с глубиной

Боровков Ю.А., (МГРИ-РГГРУ, email: bua_51@mail.ru); Якшибаев Т.М.* (МГРИ-РГГРУ соискатель кафедры ГСиФПГП, email: temur19.01.1988.tm@list.ru).....15

3. О геомеханической модели месторождения

Величко Д.В.* (МГРИ им. Серго Орджоникидзе, velichkodv@mgri.ru), Пименова А.В. (МГРИ им. Серго Орджоникидзе, pimenovaav@mgri.ru).....20

4. Повышение эффективности ДВС

Григорян Г.А.* (МГРИ,jr.grigogross@gmail.com),Меркулов М.В. (МГРИ, merkulovmv@mgri.ru).....24

5. Исследование соответствия объема и веса грунта в массиве и при выдаче нагора в процессе щитовой проходки тоннелей

Иляхин С.В. *(МГРИ, isv11@mail.ru), Яшин В.П (МГРИ, yashinvp@mgri.ru).....28

6. Совершенствование технологии крепления штрека в условиях Сарылах-Сурьмяного месторождения

Сребродольский Я.А.*(МГРИ, srebi@mail.ru), Павлов А.Б. (МГРИ, pavlovab@mgri.ru), Яшин В.П. (МГРИ, yashinvp@mgri.ru).....33

7. Геодинамический подход к решению проблемы неэффективности разведки сланцевой нефти в пределах впадины Чджин депрессии Цзиян (Восточный Китай)

Цю Ш.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, qiushizhe@qq.com), Касьянова Н.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, nkasyanova@mail.ru).....37

8. Применение метода избирательного химического травления для нетравматичного извлечения кристаллосырья ювелирного берилла Малышевского месторождения

Шагалова Ю.С.* (РХТУ им.Д.И.Менделеева, Julia.Shagalova@yandex.ru), Ахметшин Э.А. (РХТУ им.Д.И.Менделеева, 4966945@mail.ru), Ахметзянов И.Р. (Компания Gem Lovers, igemmolog@gmail.com).....42

9. Разработка технологии получения индивидуальных окислов или металлов РЗЭ из концентратов

Шарафутдинов У.З.* (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат», Республика Узбекистан, г. Навои, u.sharafutdinov@ngmk.uz), Курбанов М.А. (ГП «Навоийуран», Республика Узбекистан, г. Навои, m.kurbanov@ngmk.uz), Ражабова М.К. (Навоийский государственнный горный институт, Республика Узбекистан, г. Навои)……47

10. Совершенствование технологии герметизации стволов при проходке кейль-кранцем

Яковлев И. В.*(МГРИ, yakovlev-il@mail.ru), соавтор Иляхин С.В. (МГРИ, isv11@mail.ru), соавтор Брюховецкий О.С. (МГРИ, bos.rggru@mail.ru).....52

СЕКЦИЯ «МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАЗВЕДОЧНАЯ ГЕОФИЗИКА»

11. Анализ закономерностей пространственно-временных вариаций температуры и термоградиента в выстаивающихся скважинах

Бабич Е.А. (Сколковский институт науки и технологий, Evgeniya.Babich@skoltech.ru).....55

12. Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза «NeoTron»

Бойко А.М.* (МГРИ, anna.maksimovna.b@gmail.com), Соловьев Н.В. (МГРИ, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (МГРИ, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru).....59

13. Using Artificial Neural Network to predict volume of shale from well logging data

Hong Duong Vu* (Hanoi University of Mining and Geology, vuhongduong@humg.edu.vn),

Tien Hung Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, nguyentienhung.dk@humg.edu.vn).....63

14. PyMT: Open-Source Алгоритм решения одномерной прямой задачи МТЗ

Грибуль А.Э.* (МГРИ, GribulAE@gmail.com), Оборнев Е. А. (МГРИ, o_ivano@mail.ru).....68

15. Применение свёрточной нейронной сети в задаче формализованного геологического прогноза по геофизическим данным

Григорьев Г.К.* (Санкт-Петербургский горный университет, griggeok@gmail.com), Григорьев Е.К., Садыхов Э. О. (АО «Зарубежгеология»).....73

16. Пересчет поля вверх при обработке данных магнитной съемки при поиске коренных месторождений алмазов

Зуденков И.А.* (МГРИ, ivan.zoudenkov@gmail.com), Новиков П.В. (МГРИ, novikovpv@mgri.ru).....78

17. Использование КР-спектроскопии в исследовании состава гидрата природного газа

Иванов В.К.* (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, viktorklimentievich@gmail.com), Федоров А.Л. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, gelvirb@mail.ru), Калачева Л.П. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, lpko@mail.ru), Иванова И.К. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, iva-izabella@yandex.ru), Портнягин А.С. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, al220282@mail.ru).....82

18. О применимости методов петроупругого моделирования на Мараловом месторождении на шельфе Карского моря

Календарова Л.Р.* (РГГРУ им.Серго Орджоникидзе, kalendarova_leyli@mail.ru).....87

19. Физико-геологическая модель хромитового оруденения на участке Юго-Западное 4 (Полярный Урал)

Кениг Н.Г.* (МГРИ-РГГРУ, Natasha623_116@mail.ru).....91

20. Сравнение базовых платформ построения нейросетевого аппроксиматора для решения обратной задачи геофизики

Кладков Ф.Д.* (МГРИ, fladkov@gmail.com), Оборнев И. Е (НИИЯФ МГУ, МГРИ, o_ivano@mail.ru).....96

21. Использование вероятностных нейронных сетей для интерполяции данных ГИС

Корочкин Г.М. * (МГРИ-РГГРУ, geokorochka@gmail.com), Алтухов Е.Е. (МГРИ-РГГРУ, aee@mgri.ru).....100

22. Напряженное состояние разломных зон на месторождениях УВ и ПХГ

с (ИФЗ РАН, dimak1292@mail.ru) ……104

23. Использование скважинных имиджеров для уточнения модели трещиноватости коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны

Куприн Д.Ю.* (МГРИ, kuprin.daniil.geo@gmail.com), Изюмова Е.А. (E&P Software, Ekaterina.Izyumova@Emerson.com), Алтухов Е.Е. (МГРИ, aee@mgri.ru) ……108

24. Геомеханические и микроструктурные исследования керна с использованием новейшего оборудования и технологий ЦКП ИФЗ РАН

Муналбаева М.Н.* (МГРИ-РГГРУ, maria.munalbaeva@gmail.com), Фокин И.В., (ЦКП ИФЗ РАН, fokin@ifz.ru), Гордеев Н.А., (ИФЗ РАН, gord@ifz.ru), Багдасарян Т.Э., (МГУ, ИФЗ РАН, tanya.bagdasaryan@yandex.ru)……113

25. Поиск кратчайшего пути. Сравнение эффективности алгоритмов.

Настасенко С. А.* (МГРИ) , snastasenko99@gmail.com), Агаларов З.С. (МГРИ), agalarovzs@mgri.ru)……118

26. Нейросетевой прогноз удельной теплоемкости по результатам электромагнитного зондирования и лабораторным измерениям на кернах из скважин в геотермальной области Сульц-су-Форе (Франция)

Ненюкова А.И.* (МГРИ, nenyukovaai@mail.ru), Спичак В.В. (ЦГЭМИ ИФЗ РАН, v.spichak@mail.ru)……121

27. Разработка системы контроля действий персонала при работе с радиоактивными источниками в процессе калибровки геофизических приборов для исследования скважин -"inspector"

К.С. Парамзина*, Н.В. Соловьев, К.О. Щербакова, Б.А. Овезов, А.М. Машкова (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ksuchaparamzina@mail.ru)……126

28. Прогноз зон АВПД в процессе бурения по данным ГТИ

Пирогов М.В.* (МГРИ, mikap@list.ru), Алтухов Е.Е. (МГРИ, aee@mgri.ru)……129

29. Разработка нейронной сети для прогнозирования параметров потока многофазного флюида на основе акустических измерений

Рыжов В.Л.* (МГРИ, vladislavrzhv@gmail.com),Оборнев Е.А. (МГРИ, obornevea@mail.ru)……133

30. Особенности численного моделирования субмаринных многолетнемерзлых пород и зоны стабильности криогенных газовых гидратов на шельфе морей российской Арктики

Смирнов Ю. Ю.* («ВНИИОкеангеология», y.y.smirnov@mail.ru), Щур А. А. («ВНИИОкеангеолгия», asisai@mail.ru), Щур Н. А. («ВНИИОкеангеология», koliambos@mail.ru), Матвеева Т. В. («ВНИИОкеангеология», tv_matveeva@mail.ru), Бочкарев А. В. («ВНИИОкеангеология», bochkarev_alex@inbox.ru)……137

31. Сейсморазведочные работы в районе Бузулукской впадины.

Страхова Е.П.* (МГРИ, blog.for.katya@gmail.com)……142

32. Теория игр и принятие решений, задача принятия решений в условиях неопределенности

Тедеев А.А.* (МГРИ) , alan.tedeev2013@gmail.com), Агаларов З.С. (МГРИ), agalarovzs@mgri.ru)……146

33. Геофизические исследования для изучения инженерно-геологических условий площадки строительства в районе развития многолетнемерзлых пород на примере г. Новый Уренгой

Черкасов В.Г.* (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), vasiliycherkasov20@gmail.com), Большаков Д.К.(МГУ, dkbolshakov@yandex.ru), Кирюхина Е.Д. (МГУ, kiryuhina.ln@yandex.ru), Кувинов А.В. (МГУ, kuwin-anton@yandex.ru), Гиренко Е.Ю. (МГУ, НПЦ "Геоскан", e.girenko98@gmail.com), Модин И.Н (МГУ, НПЦ "Геоскан", imodin@yandex.ru)……151

34. Исследование возможности применения двигателя Стирлинга для утилизации теплоты выхлопных газов дизелевоза

Скурат П.Н.* (МГРИ, skuratp@mail.ru), Меркулов М.В. (МГРИ, mvm.07@mail.ru).....155

35. Использование попутных полезных ископаемых на примере бирюзы Техутского месторождения

Рогачевская А.В.* (Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, rogachevskaya.alexa@yandex.ru, Ахметшин Э.А. (Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, 4966945@mail.ru), Ахметзянов И.Р. (Компания Gem Lovers, igemmolog@gmail.com).....159

СЕКЦИЯ «БУРЕНИЕ СКВАЖИН»

36. Разработка лазерной сканирующей системы для автоматизации процесса измерения глубины скважин

Азмамбетова Э.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, azmambetova.elvina@yandex.ru), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....164

37. Измерение величины мгновенного скольжения трехфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором электропривода буровых установок по параметрам потребляемого им тока (амплитуда и фаза), как основа энергосберегающих режимов его работы»

Алейников В.В.* (МГРИ, aleynikov.vasily@gmail.com), Григорьев М.И. (МГРИ, mig-1.02@mail.ru).....168

38. Анализ природы дифференциальных прихватов и методов их эффективного предупреждения

Алимова М. М.* (munisaalimova999@gmail.com), Машкова А. М. (mashkovaam@mgri.ru),Соловьев Н. В. (solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К. О. (sherbakovak@mgri.ru),Овезов Б. А. (все ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, ovezovba@mgri.ru).....171

39. Эмиссия метана в Арктике. Разработка системы мониторинга и газогидратной технологии с использованием метода замещения метана

Астаскевич А.И.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, astaskevich.alya@mail.ru) Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru.....177

40. Оптимизация строительства наклонно-направленных скважин путем применения технологии конвейерного бурения на обсадной колонне с извлекаемой роторно-управляемой системой

Бабаев М.К.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», babayev.magomed@mail.ru), Бабаев Э.К. (АО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ», babayev.elmar@mail.ru), Залбеков М.Я. (РУДН, zalbekov-muslim@mail.ru).....181

41. Комплексное решение вопросов повышения качества крепления скважин в терригенных отложениях в тимано-печорской нефтегазоносной провинции

Бабаев М.К.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», babayev.magomed@mail.ru), Бабаев Э.К. (АО «НАУЧНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ», babayev.elmar@mail.ru), Залбеков М.Я. (РУДН, zalbekov-muslim@mail.ru).....185

42. Буровой раствор с повышенными антикоррозионными свойствами

Беляев К.В. (ЮРГПУ НПИ, Arted-1@yandex.ru).....190

43. Учет способов бурения при расчете фактических координат горизонтальных скважин

Блоцкая А.И.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, alexandra.blotskaya@mail.ru),Сребродольская М.А. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, mary_roza@bk.ru).....195

44. Исследование конструктивных параметров шарошечного бурового инструмента со смещёнными осями шарошек

Борейко Д. А.* (ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», diacont_dboreyko@mail.ru), Сериков Д. Ю. (ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина», serrico@yandex.ru).....199

45. Разработка кроссплатформенного программного обеспечения для повышения эффективности образовательного процесса с применением технологии дополненной реальности

Гадоева Т.З.* (МГРИ, toma.gadoeva@gmail.com), Казаку В.В. (Сколтех, isuperc86@yandex.ru), Овезов Б.А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru).....204

46. Рециклинг бурового раствора

Донченко Д.С.* (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru), Третьяк А.А. (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Карельская Е.В. (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, karelskaya_1992@mail.ru).....207

47. Определение эффективного расстояния между контурными шпурами при использовании невзрывчатой разрушающей смеси

Заирова Ф.Ю.* (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат», Республика Узбекистан, г. Навои, FY.Zairova@ngmk.uz), Равшанова М.Х. (Навоийский государственный горный институт, г. Навои, m.ravshanova@ndki.uz).....210

48. Компьютерное моделирование эффективной промывки горизонтальных скважин

Казаку В.В.* (Сколтех, isuperc86@yandex.ru), Соловьев Н.В.(МГРИ, solovyevnv@mgri.ru).....216

49. Разработка аппаратного комплекса для передачи информации в процессе бурения с использованием комбинированного канала связи и троичного кодирования

Календарова Л.Р.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kalendarova.leyli@mail.ru), Чекалов А.Ю. (Сколковский институт науки и технологий, aychekalov@gmail.com), Машкова А.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Овезов Б.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....219

50. Антивибрационное двухъярусное долото

Калинин К.А.* (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, loqi_kitoboy@mail.ru), Борисов К.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13020165@mail.ru), Кулюкин М.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru).....223

51. Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин

Косенков А.Д.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, alexandre.kosenkov@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....228

52. Автоматизированная система для предупреждения пересечений стволов скважин

Костин В.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, kostin.spe@gmail.com), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе,

mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru).....231

53. Методы отбора керна

Кравченко Е.В.* (МГРИ, ekaterina.kkravchenko@gmail.com), Машкова А.М., Соловьев Н.В., Щербакова К.О., Овезов Б.А. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)).....235

54. Частотное управление электродвигателями буровой установки колонкового бурения

Крылков М.Ю.* (МГРИ, m.krylkov@mail.ru), Крылков Н.М. (ФГБУ «ВИМС», 777nikkrylkov@mail.ru), Сыровацкий Р.А. (МГРИ, superEnotushka@gmail.com).....239

55. Высококатионно-ингибированный буровой раствор

Крымов А.В.* (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Третьяк А.Я. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Рыбальченко Ю.М. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru).....244

56. Применение методов станции ГТИ и возможности их использования во время бурения эксплуатационных скважин Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения

Кузьмина А.Р.* (МГРИ, akr6582@yandex.ru), Белов А.П. (МГРИ, econg3@yandex.ru).....248

57. Перспективы утилизации бурового шлама в нефтегазовом деле

Лапыкина А.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, lapykinaakina@gmail.com), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru).....251

58. Исследование расчетных нагрузок буровых установок колонкового бурения и их связь с технологическими параметрами

Ломаев С.С.* (МГРИ, serrega300491@mail.ru), Головин С.В. (МГРИ, golovinsv@mgri.ru), Меркулов М.В. (МГРИ, merkulovmv@mgri.ru).....255

59. Разработка технических средств и инструмента для повышения эффективности искусственного искривления скважин отклонителем в сложных горно-геологических условиях

Лысаков Д.В.* (Сибирский федеральный университет, Lysackovd@yandex.ru), Нескоромных В.В. (Сибирский федеральный университет, sovair@bk.ru).....259

60. Внедрение наддолотного модуля

Мефодьева А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, anasta.mef20@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....264

61. Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре

Орленкова Е.В. * (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, orlenkovaevaa@gmail.com) Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Соловьев Н. В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....267

62. Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи

Петина В.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, vicka.petina@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....271

63. Комплексный подход к разработке алмазного породоразрушающего инструмента Попова М.С.* (Сибирский федеральный университет, alleniram83@mail.ru).....275

64. Технология кислотной обработки призабойной зоны пласта

Румянцев А.Д.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, alexeirumyantsew@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru) Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....279

65. Разработка технологии сепарации газа от грунтовых вод в стволе скважины – SepGas.

Савинских Д.А.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, dmitry.savinskikh@gmail.com), Машкова Анастасия Михайловна (mashkovaam@mgri.ru), Соловьёв Николай Владимирович (solovyevnv@mgri.ru), Щербакова Ксения Олеговна (sherbakovak@mgri.ru) Овезов Батыр Аннамухаммедович (ovezovba@mgri.ru).....283

66. Совершенствование технологического процесса кислотной обработки продуктивных коллекторов с целью повышения нефтеотдачи на Оурьинском месторождении

Садыкова А.Р.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», alinka.99.sadykova@mail.ru), Соловьев Н.В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», solovyevnv@mgri.ru).....287

67. Research on improving the efficiency of shale inhibition of non-clay polymer type drilling fluid applied in Russia-Vietnam Joint Venture-Vietsovpetro

Van Tu Truong* (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, truongvantu@humg.edu.vn), Tien Hung Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, nguyentienhungdk@humg.edu.vn), Khac Long Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, nguyenkhaclong@humg.edu.vn).....295

68. Инклинометр МГРИ – Вибрации во время бурения

Шихбабаева Е.Г.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, shishbabaeva@gmail.com), Соловьёв Н. В. (solovyevnv@mgri.ru), Овезов Б.А. (ovezovba@mgri.ru), Машкова А.М. (mashkovaam@mgri.ru), Щербакова К.О. (sherbakovak@mgri.ru).....300

69. Разработка системы, вкючающей мембраны из анионообменной смолы для превращения CO2 в CO. Создание биотоплива.

Шутко А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, shutko.aleksandra.v@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru).....305

Секция «Инновационные технологии геологической разведки, горного и нефтегазового дела»

Модернизация привода шахтной техники и транспорта заменой ДВС на электрический силовой агрегат

Адамова Л.С.* (МГРИ, adamovals@mgri.ru),
Головин С.В. (МГРИ, golovinsv@mgri.ru),
Меркулов М.В. (МГРИ, merkuliovmv@mgri.ru)

Аннотация

В работе рассматриваются преимущества замены силовых агрегатов шахтных установок и транспорта с дизельного на электрический, ведущей к улучшению комплекса показателей подземной добычи полезных ископаемых.

Ключевые слова

Дизельный привод, электрический силовой агрегат, рудник, силовой агрегат, шахтная установка, снижение уровня загрязнения, экономическая эффективность.

Теория

Одна из немаловажных задач при разработке месторождений полезных ископаемых – улучшение рабочих условий для персонала. Доставка людей и материалов до мест производства осуществляется специально оборудованными машинами с дизельным приводом, разработку и погрузочные операции в шахтах выполняют буровые установки и погрузочно-доставочные машины на дизельном топливе. Основные преимущества привода с двигателями внутреннего сгорания это мобильность и автономность, недостатки – низкая экономичность и экологический ущерб.

С развитием технических возможностей и современных технологических решений появилась возможность замены привода шахтных установок и транспорта с дизельного на электрический. Это, при улучшении механических характеристик привода, позволяет снизить производственные затраты и снизить воздействия вредных выхлопов на окружающую среду.

Такие кампании как Sandvik и Paus, машины и оборудование которых широко используются на многих горных предприятиях России, предлагают новые решения модернизации шахтных автомобилей и установок. Так, электрические погрузчики с нулевыми выбросами вредных веществ и сниженным уровнем шума уменьшают нагрузку системы вентиляции и улучшают условия работы под землей. В них сочетаются компактная конструкция, надежность, высокое усилие, чувствительное управление и высокая скорость. Электрическая буровая установка Sandvik DD422iE осуществляет подзарядку аккумуляторов при движении вниз по склону, благодаря рекуперативной тормозной системе. Электрические погрузочно-доставочные машины MuckMaster 600EB, Sandvik LH-307 и Sandvik LH-203 с мощными аккумуляторными батареями по параметрам не уступают дизельным машинам.

На рудниках АК АЛРОСА для перевозки персонала и мелких грузов (массой до 1,5 т) применяют шахтный автомобиль Paus Minca 18 рисунок 1 [1]. В базовой комплектации в качестве силовой установки шахтного автомобиля Paus Minca 18 используется четырехцилиндровый дизельный двигатель Deutz TD 2.9 L4 мощностью 55 кВт, объемом 2,9 литра, с горизонтальным расположением вала, водяным охлаждением, турбонаддувом и непосредственным впрыском топлива, топливный бак рассчитан на 90 литров дизельного топлива. В смену в условиях рудника «Интернациональный» такая силовая установка расходует около 70 литров солярки.

Благодаря новым техническим решениям компании Paus, появилась возможность замены силового агрегата данной машины с дизельного на электрический, что призвано понизить стоимость её эксплуатации и уменьшить количество ремонтов.

Рисунок 1. *Шахтный автомобили Paus Minca 18.*

Замена предлагает установку на шахтный автомобиль электромотора фирмы Danfoss производительностью 80 кВт и блока аккумуляторных батарей (АКБ). Такая комплектация обеспечит непрерывную работу машины на протяжении 4 часов и развивать скорость до 30 км/ч. Для зарядки батареи используется стандарт Type 2 CCS Combo2, позволяющий производить полный заряд основного блока за 40 минут, при времени зарядки 15-20 минут (зарядка 80 %) автомобиль может отработать до 2,5 часов.

Емкость блока аккумуляторных батарей может быть определена по следующей зависимости

$$Q = \frac{P \cdot T}{U \cdot k}, A - ч,$$

где Q – емкость блока аккумуляторных батарей, А-ч; P – мощность электродвигателя, Вт; U – напряжение питания, В; k – коэффициент использования заряда.

Для рассматриваемых условий ёмкость блока АКБ составит около 1000 А-ч.

Замена силовых агрегатов состоит из следующих операций: - демонтаж дизельного двигателя; - демонтаж топливной системы и топливного бака; - демонтаж

старого аккумуляторного отсека и системы охлаждения; - прокладка дополнительной электрической косы для коммутации оборудования; - монтаж электродвигателя и подключение его к коробке передач; - установка и подключение блока аккумуляторных батарей.

Сравнение основных технико-экономических показателей шахтного автомобиля Minca 18 с дизельным ДВС и электродвигателем приведено в таблице 1.

***Таблица 1**. Технико-экономические показатели внедрения электрического двигателя для одного автомобиля.*

Параметры	д. изм.	Дизельный двигатель	Электро-двигатель
Срок службы автомобиля	од	4	4
Время простоя на модернизацию машины	ас	-	24
Время простоя на плановое обслуживание	ас	2	1
Количество плановых ТО в год	ень	17	17
Стоимость ТО всего срока эксплуатации	уб.	6 273 783	1 661 972
Стоимость комплекта модернизации с НДС	уб.	-	3 272 140
Стоимость демонтажа-монтажа	уб.		41 520
Слесарь по ремонту автомобилей	ел.	1	1
Электрик по ремонту автомобилей	ел.	-	1
Стоимость дизельного топлива	уб./л	72	-
Стоимость электроэнергии	уб./кВт	-	4,237
Расход дизельного топлива в смену		70	-
Расход электроэнергии в смену	Вт-ч	-	500
Годовое количество смен		1050	1050
Годовое потребление дизельного топлива		73 500	-
Годовое потребление электроэнергии	Вт	-	525 000

Годовая стоимость заправки/зарядки	1 уб.	5 292 000	2 224 425
Стоимость зарядки/заправки за срок службы	1 уб.	2 1 168 000	8 897 700
ИТОГО:		2 7 441 783	1 3 873 332

Экономический эффект от замены силовой установки на горизонте планирования 4 года (срок службы автомобиля) составит:

$$Z = 27\ 441\ 783 \text{ руб.} – 13\ 873\ 332 \text{ руб.} = 19\ 695\ 119 \text{ руб.}$$

При этом, следует принимать во внимание, что кроме прямого экономического эффекта от модернизации, выраженного в виде экономии затрат на энергоресурсы и техобслуживание, будет присутствовать положительный эффект от снижения нагрузки на систему вентиляции рудника, снижается степень парикового эффекта от работы ДВС, способствующего растеплению многолетнемерзлых пород, улучшается общая экологическая обстановка рудника и ряд других сопутствующих позитивных эффектов, которые также можно оценить.

При всей выгоде перехода шахтной техники на электрические приводы, такую модернизацию целесообразно рассматривать в технологической связке с проектами по использованию вторичных энергоресурсов, в частности – по утилизации теплоты силовых агрегатов и энергетических комплексов [5-7], позволяющих получать условно бесплатную электроэнергию, снимая с системы электроснабжения рудника нагрузку по обслуживанию энергетического хозяйства парка техники с электрическими силовыми агрегатами.

Выводы

Использование электродвигателя взамен дизельного двигателя обеспечит более чистую, тихую и безопасную рабочую среду под землей без ущерба мощности и производительности шахтной техники, а также позволит достигнуть положительного экономического эффекта от такой замены за счет ресурсосбережения.

Использование ВЭР в интересах получения электроэнергии позволит создать автономную энергетическую систему для парка шахтной электрической техники.

Библиография

1. Каталог оборудования PAUS 2020 г.

2. Хоменко О.Е. Справочное пособие. Горное оборудование для разработки рудных месторождений. Издательство «ДНГУ», 2011г. – 448с

3. Инструкция по безопасности и техническому обслуживанию Paus Minca 2012 г.

4. «АК «АЛРОСА» (ЗАО). Рудник «Интернациональный». Вскрытие и отработка запасов в отм. -560м/-820м. Основные технические решения» (шифр 1192-100-64-ТР, институт «Якутнипроалмаз», г. Мирный, 2009 г.).

5. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок // Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.

6. Косьянов В.А., Лимитовский А.М., Меркулов М.В., Головин С.В. Повышение эффективности комплексного энергообеспечения децентрализованных геологоразведочных объектов в условиях Заполярья и Крайнего Севера // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2014. № 4. С. 81-85.

7. Косьянов В.А., Меркулов М.В., Головин С.В., Черезов Г.В. Система утилизации теплоты передвижных дизельных электростанций при бурении геологоразведочных скважин // Горный журнал. 2017. № 3. С. 67-70.

Определение напряжений вдоль анкерного болта с закрепляющим раствором в шпуре с глубиной

Боровков Ю.А., (МГРИ-РГГРУ, email: bua_51@mail.ru); Якшибаев Т.М.*
(МГРИ-РГГРУ соискатель кафедры ГСиФПГП, email: temur19.01.1988.tm@list.ru)

Аннотация

Рассмотрены вопросы распределения напряжений вдоль анкерного болта при его расположении на глубине массива пород в вертикальной скважине с закрепляющим раствором (бетоном и эпоксидной смолой). Касательные напряжения на границе закрепляющего раствора, породы и анкера с учетом глубины его установки горизонтальной и вертикальной ориентации с применением теории прочности массива пород Кулона-Мора изменяются от прочностных свойств анкера и породного массива по экспоненциальному закону.

Ключевые слова:

Анкерный болт, напряжения, глубина разработки, бетон, синтетическая смола

Теория.

Для повышения устойчивости обнажений камер подземных сооружений (в том числе и очистных) и стенок горных выработок применяют анкерное крепление, к которому по типу установки анкеров относят анкерную крепь: металлическую с распорными муфтами, клиновидную, железобетонную и на синтетических смолах.

Первые два наиболее простые и традиционно применяются на многих рудниках, а последние имеют определенной преимущество по сравнению с первыми по упрочнению площади вокруг анкера.

Сущность железобетонной анкерной крепи заключается в том, что в пробуренный шпур вводится металлическая арматура, затем в шпур под значительным напором нагнетается цементный раствор, после «схватывания» которого осуществляется предварительное натяжение анкера. Железобетонная анкерная крепь в ряде случаев дает лучший эффект по сравнению с металлической крепью. Особенно это заметно при трещиноватых кровлях, так как цементный раствор проникает в пространство между слоями и блоками пород, за счет чего происходит дополнительное упрочнение массива. Но эта крепь обладает основным недостатком - в продолжительности периода схватывания бетона, что часто ведет к невозможности установки крепи в непосредственной близости от забоя выработки, из-за чего происходит нежелательное расслоение горных пород [1].

При использовании в качестве вяжущего синтетических смол связь между металлическим стержнем и горным массивом осуществляется при помощи этих смол, период полимеризации которых равен одной-двум минутам. При установке анкерного болта *3* в шпур вводится некоторое количество ампул (рисунок 1), содержащих смолу *1* и катализатор *2* (затвердитель). Оба состава изолированы друг от друга. После помещения патронов в шпур при внедрении в него металлического стержня происходит разрушение оболочек и смешивание смолы и затвердителя.

Полученные зарубежными авторами теоретические зависимости не раскрывают механизм закрепления анкера с породой с применением закрепляющего вещества без исследований распределения напряжений вдоль анкерного болта и влияния

гидростатического поля напряжений массива пород на это распределение, что позволит упрочить массив вокруг анкера

Для теоретического исследования стальной стержень, закрепленный в шпуре, бетоном или эпоксидной смолой, будем рассматривать как упругий анкерный болт (модуль упругости E_a), окруженный способным к сдвигу закрепляющим веществом (модуль жесткости G) и расположенный симметрично в скважине на определенной глубине.

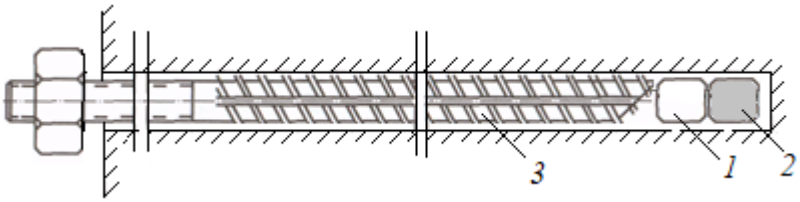


Рисунок 1. Схема состава ампул синтетической закрепляющей смолы.

Если к стержню приложено растягивающее усилие, то оно будет передаваться закрепляющему веществу через касательные напряжения на их контакте, вызывая различное растяжение стержня радиусом a и сдвиг закрепляющего вещества вдоль анкерного болта d тонком диаметральном срезе от x до $x+\Delta x$.

Полные касательные напряжения τ_x на границе закрепляющего раствора, породы и анкера с учетом глубины его установки в вертикальном (а) или горизонтальном (б) шпуре, а также применяя теорию прочности массива пород Кулона-Мора, будут составлять [2,3]:

$$\begin{aligned} &а)\ \tau_x = \sigma_0 \cdot \frac{0{,}1}{\sqrt{1+\mu}} \cdot exp\left(-\frac{0{,}2x}{a\cdot\sqrt{1+\mu}}\right) + (C + \lambda\gamma H \cdot tg\beta) \\ &б)\ \tau_x = \sigma_0 \cdot \frac{0{,}1}{\sqrt{1+\mu}} \cdot exp\left(-\frac{0{,}2x}{a\cdot\sqrt{1+\mu}}\right) + (C + \gamma H \cdot tg\beta) \end{aligned}, \qquad (1)$$

где σ_0 – нормальные напряжения, действующие воль болты при его выдергивании, МПа; С – сцепление породы с раствором, МПа, γ – удельный вес пород. МН/м^3; β – угол внутреннего рения, град; λ- коэффициент бокового распор; Н – глубина установки анкера, м; μ – коэффициент Пуассона.

Проведем теоретический расчет полученных зависимостей, например, для горно-геологических условий разработки Горевского месторождения [4]. При подсчете запасов выделено два основных типа руд: свинцово-цинковые с галитин-пирротин-сфалеритовой ассоциацией минералов. Соотношение указанных руд в недрах и содержащихся в них запасов свинца и цинка составляют: I тип руды - свинцово-цинковые руды - 32% (33% свинца и 90% цинка); II тип руды - свинцовые руды - 67% (67% свинца и 10% цинка); III тип - цинковые руды - 1%. Физико-механические свойства руд представлены в таблице 1.

Таблица 1

ипы уды	Предел прочности руд			дель ный вес руд, МН/м^3	гол внутрен -него трения, град.	оэф- ициент Пуассона
	ри одноос ном сжатии	ри одноосно м растяжен	цепле- ниеС, МПа			

	σ_c, МПа	ии σ_p, МПа				
	1 21,9	1 4,8	2 5,5	0 ,0355	2 8	0, 31
I	1 69,9	1 4,3	2 9,6	0 ,0356	2 8	0, 2
II	2 09,7	1 4,7	3 3,3	0 ,0348	2 8	0, 2

Приблизительное распределение напряжений вдоль типичного анкерного болта, закрепленного бетона для II типа руды (λ=0,25) приведена на рисунке 2.

Из графиков следует, что глубина расположения анкерного болта в скважине мало влияет на распределение напряжений вдоль него около 2-3% при отношении x/a = 6 для вертикального его расположения и примерно в 2 раза влияет для горизонтального его расположения по сравнению с вертикальным (жирная стрелка).

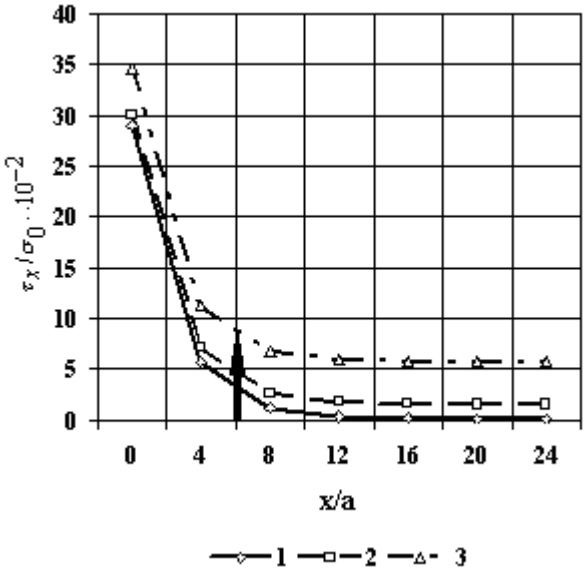


Рис. 2 Графики распределения напряжений вдоль анкерного болта в скважине при глубине его расположения: 1 – 0 м; 2 – вертикальный шпур на глубине 500м; 3 – горизонтальный шпур на глубине 500м.

Для проверки теоретического решения была проведена серия опытов со стальными стержнями диаметром 22 мм, которые были закреплены в отверстиях диаметром 32 мм, образованных в бетоне и эпоксидной смоле. Модули и прочности использованных материалов приведены в таблице 2.

Длина закрепления в бетоне и эпоксидной смоле, наполненной сланцевой пылью, составляла 500 мм.На каждый стержень наклеивали по 5 датчиков сопротивления, расположенных по его оси.

Испытания проводили после твердений смолы в течение 24 час. Во время испытания анкерные болты нагружали, опираясь на опорную плитку площадью 400 мм^2, со скоростью 5 кН/мин. Отверстия в бетонных образцах, отливаемых в трубу диаметром 100мм, для образования отверстия при отливке устанавливали вкладыш. Отверстия заполняли смолой полностью.

Таблица 2

Показатели	E, ГПа	Предел прочности σ_0, МПа
Стальной стержень	180	500 (растяжение)
Наполненная эпоксидная смола (через 24 час)	2,25	6 (растяжение) 85 (сдвиг) 160 (сжатие)
Бетон	20	33 (сжатие)

Средние касательные напряжения между двумя датчиками определяли по формуле:

$$\tau_{1,2} = \frac{E_a}{a \cdot (\varepsilon_1 - \varepsilon_2)} \cdot 2l, \qquad (2)$$

l - расстояние между датчиками; ε_1, ε_2 – деформации датчиков.

Поведение анкерных болтов в бетоне наиболее близко соответствует теоретическому распределению, основанному на предположение о жесткости границы на контакте с породой. При этом большая длина закрепления приводят к разрыву болта, а не к нарушению смолы или породы. Однако, если экспериментальные данные при нагрузке 20 кН (напряжение 70 МПа) совпадают с теоретическими очень хорошо, то при нагрузке 40 кН между ними уже имеется существенное различие, которое растет с увеличением нагрузки. Поэтому очевидно, что при более высоком уровне напряжений происходит нарушение сцепления по всей длине закрепления, и сопротивление болта вытягиванию связано главным образом с высоким уровнем трения. Эти полученные результаты теоретического и физического моделирования хорошо дополняют и согласуются с данными работы И.В. Фармера [6].

Для практического использования на основания проведенных опытов получена формула:

$$P = \sigma_p \cdot 2\pi RL, \qquad (3)$$

где *P* – усилие вытягивания болта, σ_p – предел прочности породы при растяжении, *R* – радиус шпура; *L* – длина анкера.

Выводы

1. Касательные напряжения на границе закрепляющего раствора, породы и анкера с учетом глубины его установки горизонтальной и вертикальной ориентации с применением теории прочности массива пород Кулона-Мора изменяются от прочностных свойств анкера и породного массива по экспоненциальному закону.

2. Глубина расположения анкерного болта в скважине мало влияет на распределение напряжений вдоль него около 2-3% при отношении x/a =6 для вертикального его расположения и примерно в 2 раза влияет для горизонтального его расположения по сравнению с вертикальным.

Библиография

1. Борщ-Компаниец В.И. Практическая механика горных пород – М.: Издательство «Горная книга», 2013. - 322 с.

2. Боровков Ю.А. Геомеханика: Учебник для вузов. Специальная литература. – Санкт-Петербург: Лань, 2020 -356 с., ISBN 978-5-8114-4124-2

3. Мальский К.С., Боровков Ю.А Анализ результатов исследований по снижению прочности горных пород от серийного взрывания скважинных зарядов взрывчатых веществ, Известия высших учебных заведений. - Геология и разведка. 2020. № 1. С. 39-45.

4. Мальский К.С., Боровков Ю.А., Верчеба А.А., Гурина К.М Определение размера зоны разупрочнения пород с учетом рельефа контура карьера, -Разведка и охрана недр. 2020. № 9. С. 43-47

5. Sh.Sh. Zairov, *Sh.R. Urinov,* A.B. Tukhtashev, Y.A. Borovkov (Russian state geological prospecting University) laboratory study of parameters of contour blasting in the formation of slopes of the sides of the career, Техника фанлари ва инновация**,** Technical science and innovation**,** Volume 2020 / Issue 3, 9-30-2020

6. Farmer I.W. Stress distribution along a resin grouted rock anchor. «Int. J. Rock Mach. and Mining Sci, and Geomech. Abstra», 1975, 12, №11, 347 – 351.

О геомеханической модели месторождения

Величко Д.В.* (МГРИ им. Серго Орджоникидзе, velichkodv@mgri.ru),
Пименова А.В. (МГРИ им. Серго Орджоникидзе, pimenovaav@mgri.ru)

Аннотация

Геомеханическая модель является основой и фундаментом проектирования карьера. Она должна быть создана до начала работ по определению проектных участков и подготовке проекта откосов карьера. (Рис. 1)

Ключевые слова

Геомеханическая модель, описание керна, свойства пород, трещиноватость, проектирование карьера

Теория

Геомеханическая модель является фундаментальной основой всех проектируемых конструкций откосов и состоит из четырёх компонентов:

- Геологическая модель
- Структурная модель
- Модель породного массива (свойства пород)
- Гидрогеологическая модель

Эти модели применяются и для других аспектов горных работ, например, для подсчёта запасов руды и планирования горных работ. Однако определённые аспекты каждой из этих моделей являются важными для процесса проектирования рудника.

Существуют и другие аспекты геомеханической модели, которые могут оказаться важными в определённых случаях, например, природное напряжённое состояние массива горных пород в естественном залегании, особенно при очень высоких откосах, большом объёме подземных горных работ и сейсмической нагрузке

Требуемые исходные данные для построения геомеханической модели месторождения:

- Типы пород, включая изменённые разновидности (тип и/или степень);
- Ориентация, пространственное распределение и значения прочности на сдвиг по основным структурам, включая прочность отдельных разломов, плоскостей напластования и любых слоистых структур, связанных с такими метаморфическими породами, как шиферный сланец, филлит, кристаллические сланцы, прослеженные по падению и простиранию в пределах каждого массива;
- Ориентация, пространственное распределение и значения прочности на сдвиг коренных пород в каждом домене, включая прочность микроскопических плоскостей

напластования, второстепенных разломов, систем трещин, плоскостей рассланцевания и кливажа;

- Значения прочности породного массива, включая данные испытаний при точечном нагружении, одноосном и трёхосном сжатии, информация о классификации породного массива и расчётные значения прочности на сдвиг породной массы в пределах каждого геомеханического домена. Если свойства породного массива, такие как напластование или слоистость, вызывают значительную анизотропию, необходимо определить прочность пород вдоль и поперёк вызывающих её плоскостей;

- Значения модулей упругости породных массивов в каждом домене для использования при численном анализе устойчивости откоса;

- Данные о поровом давлении, полученные на основании моделей перетоков подземных вод, построенные в масштабе региона рудника и откоса карьера, калиброванные в соответствии с поровым давлением, определённым при проведении горных работ по показаниям пьезометров на откосах карьера, разбитых на вертикальные участки. Целью калибровки моделей является прогнозирование распределения порового давления в каждом домене для получения входных данных при анализе устойчивости откоса и оценки необходимости в принудительном снижении давления в откосах.

Одиночные значения параметров должны быть получены для детерминированного анализа, а дискретные и/или непрерывные распределения необходимы для вероятностного анализа.

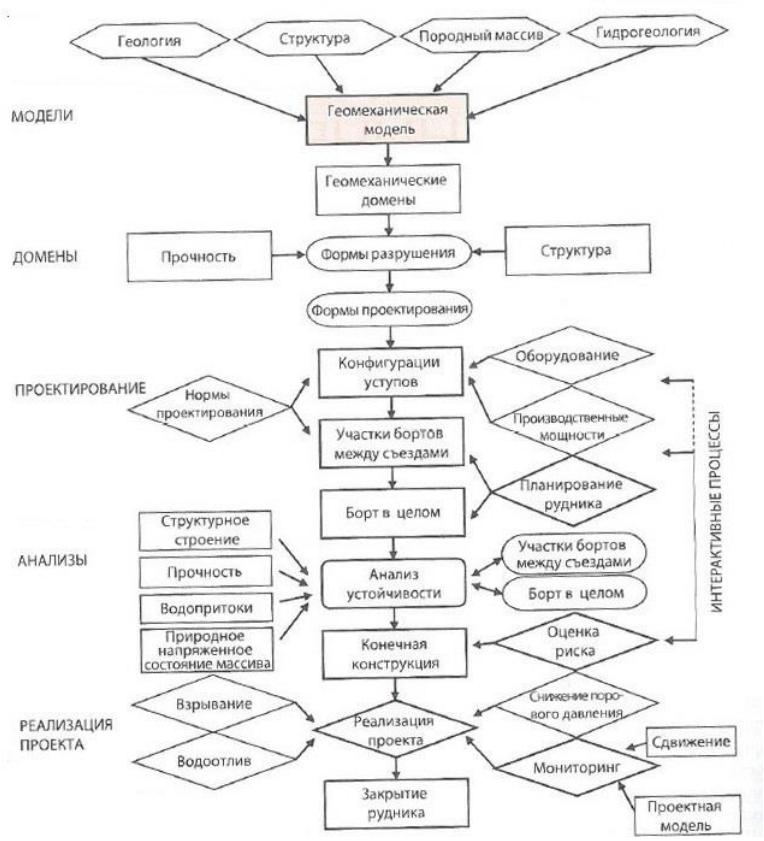


Рисунок 1. *Процесс проектирования борта карьера*

Построение геомеханической модели представляет собой пошаговый процесс переноса последовательных слоёв отдельных наборов данных или их комбинаций в объёмную модель формата 3D, с применением таких систем моделирования как Vulcan, DataMine, MineSite, Surpac, Micromine, LeapFrog

Геологическая модель включает в себя литологический состав, изменения, зоны минерализации, сейсмические коэффициенты, напряжённо-деформированное состояние массива.

Модель породного массива включает в себя прочностные характеристики ненарушенных пород, прочность структур массива, классификацию породного массива, прочность породного массива.

Структурная модель включает в себя основные структуры (плоскости напластования, складчатость, разломы), второстепенные структуры (второстепенные разломы, системы трещин)

Гидрогеологическая модель включает в себя гидрогеологические элементы, данные о гидравлической проводимости, режимы перетоков, данные об уровнях грунтовых вод, данные о распределении порового давления

Геомеханическая модель состоит из геомеханических доменов и соответствующих им свойств, включая распределение типов пород, данные о структурной анизотропии, параметрах прочности, гидрогеологических факторах.

Выводы

Трёхмерная геомеханическая модель является необходимой частью современного процесса проектирования карьера. Применение геомеханических моделей уменьшает количество ошибок, допускаемых при проектировании, а также ускоряет процесс проектирования, поскольку наличие единого источника исходных данных для

всех разделов проекта убирает большую часть неопределённости в трактовке данных и создании проектных решений.

Библиография

1. Д. Рид, П. Стейси «Руководство по проектированию бортов карьера», ПРАВОВЕД «Полиметалл», 2015 г.

2. Зотеев В. Г., Макаров А. Б., Эпштейн И. В. Оценка возможности использования" Руководства по проектированию бортов карьеров" при проектировании открытой разработки рудных месторождений в условиях современной России //Золото и технологии. – 2018. – №. 1. – С. 52-57.

3. Хормабазаль Э. Проектирование конструктивных элементов борта карьера с использованием метода вероятностного анализа ключевых блоков //Горный журнал. – 2015. – №. 3. – С. 38-45.

4. Cowan E. J. et al. Rapid geological modelling //Applied Structural Geology for Mineral Exploration and Mining, International Symposium. – 2002. – С. 23-25.

5. Ливинский И. С., Митрофанов А. Ф., Макаров А. Б. Комплексное геомеханическое моделирование: структура, геология, разумная достаточность //Горный журнал. – 2017. – №. 8. – С. 51-55.

Повышение эффективности ДВС

Григорян Г.А.* (МГРИ,jr.grigogross@gmail.com),
Меркулов М.В. (МГРИ, merkulovmv@mgri.ru)

Аннотация

Суммарная установленная мощность двигателей внутреннего сгорания (ДВС) превосходит мощность всех стационарных электростанций мира. Их преимущества определяются их высокой экономичностью, обусловленной высокими степенями сжатия и высокими температурами рабочего тела этих машин. В работе рассматривается возможность повышения эффективности ДВС за счет использования воды, как компонента моторного топлива путем использования водно-топливных эмульсий. Это позволяет не только добиться повышения КПД, но и уменьшить экологический ущерб от использования топлива. Эффективность данного метода рассматривается на примере дизельных электростанций (ДЭС).

Ключевые слова

ДВС, повышение эффективности, водотопливные эмульсии, ДЭС

Теория

Современное состояние ДВС и их роль в энергетике

Россия − крупнейшая страна в мире по площади зон децентрализованного электроснабжения. К ним относятся около 70 % территории государства, на которых проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн. человек. Большинство этих территорий расположены в районах с суровыми климатическими условиями – Сибирь, Дальний Восток, Крайний Север.

Для электроснабжения потребителей децентрализованных зон традиционно используются установки малой энергетики – малые электростанции, работающие на автономную электрическую сеть одного или нескольких близлежащих населенных пунктов. Актуальность повышения эффективности работы дизельной электростанции заключается в том, что они составляют основу малой энергетики России, общее количество превышает 47 тыс., а установленная мощность достигает 15 млн. кВт.

Современные двигатели внутреннего сгорания еще много десятилетий назад – с появлением непосредственного впрыска и систем турбонаддува поступающего в цилиндры воздуха, достигли сегодняшних значений КПД и топливной эффективности. Поэтому на сегодняшний день мировые корпорации – производители ДВС тратят огромные деньги на поиск решений повышения эффективности двигателей. Однако, сегодня внимание сосредоточено либо на комбинировании ДВС с другими типами двигателей (автомобили с комбинированной энергоустановкой), либо на повышении эффективности топлива.[1] Кроме того, классический ДВС обладает крайне негативным влиянием на экологию. Продолжение их эксплуатации без уменьшения выбросов, в связи с принятыми в различных странах законами, вскоре станет невозможным.

Именно метод повышения эффективности ДВС за счет использования воды, как компонента моторного топлива путем применения водотопливных эмульсий выбран в качестве объекта исследований.

Дизельные электростанции (ДЭС) представляют собой практичное и эффективное решение проблемы автономного энергоснабжения различных объектов. К основным достоинствам ДЭС можно отнести универсальность применения, низкую стоимость оборудования, быструю окупаемость, достаточную надежность и долговечность. Дизельное топливо не обладает летучестью, как пары бензина или газ, поэтому даже его значительная утечка не создает опасности окружающим и работникам. В силу этих обстоятельств дизельные электростанции нашли широкое применение как источники постоянного или аварийного электроснабжения. Одним из важных показателей ДЭС является ее экономичность, которая определяется отношением вырабатываемой энергии к расходу топлива за час работы при номинальной нагрузке. Обычно основные затраты на электроснабжение автономных объектов связаны с закупкой дизельного топлива.

Для России в целом и нефтегазового дела в частности, ДЭС является крайне важным направлением. Россия − крупнейшая страна в мире по площади зон децентрализованного электроснабжения. К ним относятся около 70 % территории государства, на которых проживают по разным оценкам от 10 до 20 млн. человек. Да и для добычи углеводородов, их разведки и подготовке к их добыче ДЭС используется повсеместно. Потому именно на их примере обосновывается эффективность использования водно-топливных эмульсий.

Водно-топливные эмульсии

Постоянное увеличение стоимости топлив и ужесточение требований к экологической безопасности топлив вызвали повышенный интерес к водотопливным эмульсиям (ВТЭ). Эти работы начались в 20-х годах прошлого века и продолжаются до настоящего времени во многих странах мира.

Накоплен огромный опыт использования ВТЭ в двигателях внутреннего сгорания различного назначения и котельных установках. Проведенные испытания показали, что ВТЭ обеспечивает экономию топлива около 3% (обычно от 0 до 6% в зависимости от режима работы двигателя) при значительном улучшении экологических характеристик продуктов сгорания и снижении нагарообразования. [2]

Исследователи отмечают, что износ и надежность работы основных систем и деталей дизеля находились на том же уровне, как при его работе без воды.

Механизм действия воды на горение топлива изучен достаточно подробно. Капли воды оптимального размера начинают кипеть раньше топлива, вызывая "микровзрыв" капли ВТЭ улучшая распыление топлива.
Кроме того, вода является катализатором горения, особенно для углерода (сажи), что также повышает полноту сгорания топлива.

Результаты исследований в условиях энергокомплекса дизельных электростанций (ДЭС)

Объект исследования

Энергокомплекс дизельных электростанций обеспечивает электроэнергией поселок городского типа, с населением примерно 6500 человек. Количество и мощность источников энергии: три дизельных генератора ДГ-72М мощностью 800 кВт [3]. ДЭС является основным источником электроснабжения поселка городского типа.

Результаты использования водно-топливной эмульсии на ДЭС энергокомплекса

В состав энергокомплекса входят три дизельных генератора ДГ-72М мощностью 800 кВт. Удельный расход топлива трех дизельных генераторов энергокомплекса без ВТЭ, для каждого генератора составляет 235 г/кВт*ч. Удельный расход топлива с ВТЭ по данным проведенных исследований [5] составит 225 г/кВт*ч. Таким образом, при использовании ВТЭ экономия топлива, в среднем, составит 7,5 грамм топлива на каждый киловатт-час вырабатываемой электроэнергии. По паспортным данным часовой расход дизельного топлива на номинальной мощности составляет 188 кг/час [5]. При использовании ВТЭ часовой расход дизельного топлива на номинальной мощности будет составлять 182 кг/час, что позволит сократить расход топлива от трех дизель генераторов на 18 килограмм в час. При стоимости топлива с учетом доставки до места работ в 70 руб/кг экономия может достигать 1260 руб/час. Это существенно снизит расходы на топливо и его доставку к месту работ, т.к. это позволит сэкономить на частоте поставок топлива. В экологическом направлении на рисунке 1 и рисунке 2 можно увидеть значительное снижение выброса вредных веществ в отработавших газах, таких как оксид азота и дымового аэрозоля

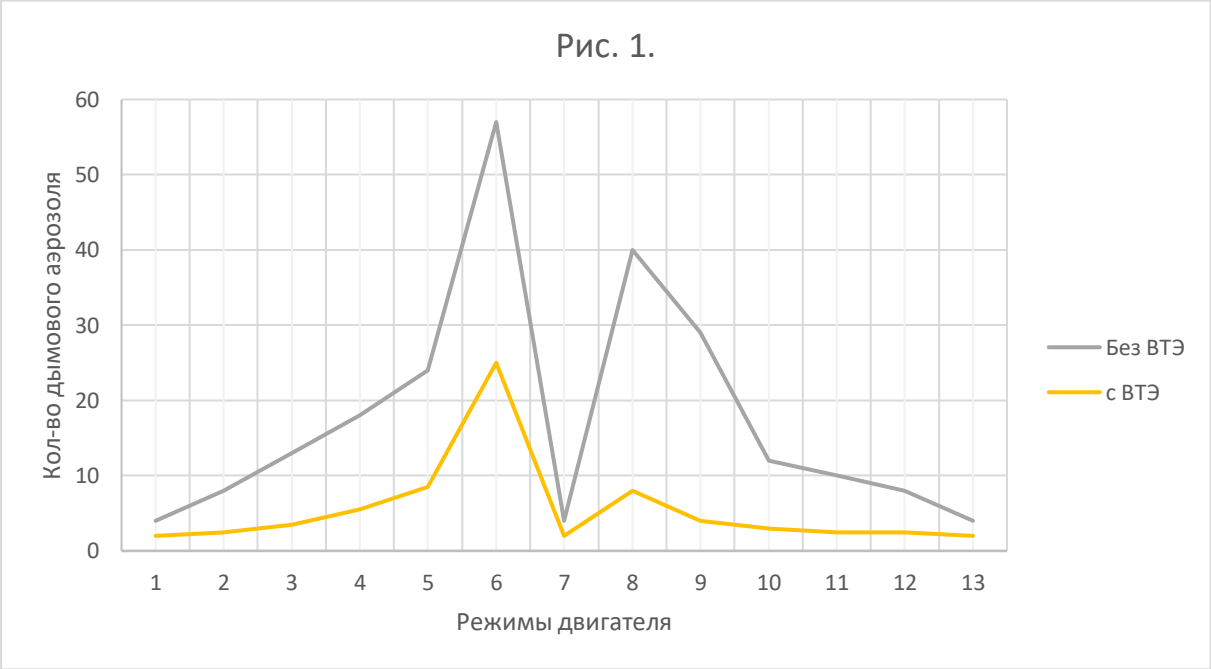


Рисунок 1. *Диаграммы сравнительных испытаний эффективности ВТЭ по содержанию в отработавших газах оксидов азота*

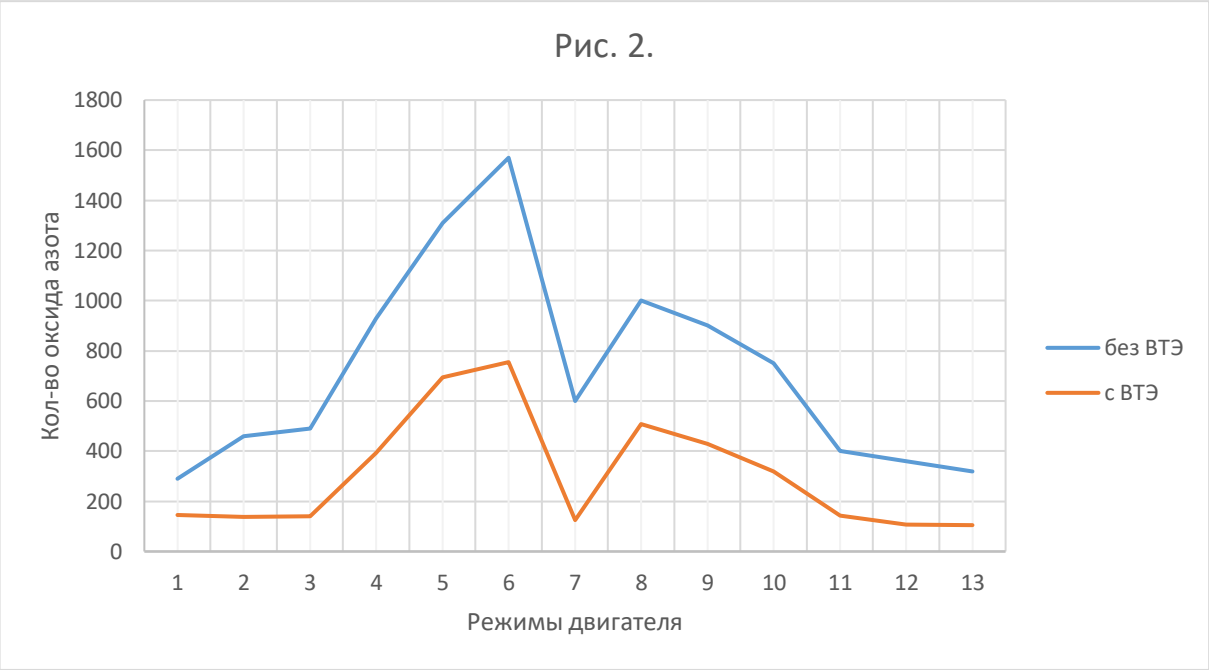


Рисунок 2. *Диаграмма сравнительных испытаний эффективности ВТЭ по содержанию в отработавших газах оксидов азота*

Выводы

1. Повышение эффективности ДВС в современных условиях связано с использованием воды, как компонента моторного топлива путем применения водотопливных эмульсий.

2. Эффективность метода обоснована на примере энергокомплекса ДЭС, были показаны наглядные преимущества использования ВТЭ и доказана их эффективность особенно в удаленных и труднодоступных районах.

3. Экономия топлива от применения ВТЭ в рассматриваемых условиях может составлять 18 килограмм в час или до 5-7,5 г/кВт-час. В условиях рассматриваемого объекта годовая экономия составит 8-10 млн. руб.

Библиография

1. Шорохов А.Д, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КПД В ДВИГАТЕЛЯХ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ, 2019г.- 71с
2. Галка Г.А, Корскова Е.С. : Обзор применения водно-топливных эмульсий в ДВС Молодой ученый. 2017г. — № 18 (152). — С. 27-30.
3. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. 3-е издание. Москва, Энергоатомиздат, 1987г. 252 с.
4. Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова. Способы снижения расхода топлива дизельных электростанций. 2012г. 7с.
5. https://electro.mashinform.ru/ehlektroagregaty-stacionarnye-i-peredvizhnye/jelektroagregaty-dizelnye-tipov-dg72m-dg99-obj4156.html

Исследование соответствия объема и веса грунта в массиве и при выдаче нагора в процессе щитовой проходки тоннелей

Иляхин С.В. *(МГРИ, isv11@mail.ru), Яшин В.П (МГРИ, yashinvp@mgri.ru).

Аннотация

При проходке тоннелей метрополитена грунта с использованием тоннелепроходческих механизированных комплексов с грунтопригрузом (далее – ТПМК) в сложившихся инженерно-геологических и гидрогеологических условиях г. Москвы наблюдается расхождение проектных и фактических объемов разработанного грунта. В работе представлены результаты обработки проб горной массы, полученной в результате разработки грунта с использованием ТПМК, в лабораторных условиях.

Ключевые слова:

Свойства, грунты, горная масса, забой, объем грунта.

Источники финансирования

Хоз. договора № 230/2020 от 27.11.2020 г. и от 04.12.2020 г. между ГАУ «НИАЦ» и МГРИ.

Теория

Актуальность проведения представленных в отчете замеров обусловлена тем, что при проходке подземных выработок в г. Москве осуществляется в сильно различающихся горно-геологических условиях [1]. На протяжении не только трассы проходки вновь строящихся выработок метро, но и отдельных участков (измеряемых иногда первыми десятками метров), наблюдается резкое изменение типа грунта, его физико-механических, гидрогеологических и инженерно-гелогических свойств. Проблема изменения типов и инженерно-геологических свойств грунтов по трассе проходки требует внесения корректировки по технологии проходки отдельных участков трассы. Это вызывает изменение объемов извлекаемого грунта при проходке подземных горных выработок и, как следствие, скорости проходки, а также объемов грунта отгружаемого во внешние отвалы определенные правительством г. Москвы. Т.е. увеличивается расхождение в проектных и фактических объемах извлеченного грунта на поверхность.

Основная цель работы заключалась в исследовании физико-механических свойств грунтов, разрабатываемых тоннелепроходческими механизированными комплексами, и научно-экспертное сопровождение при разработке Методики, содержащей числовые расчетные значения (коэффициенты) изменения объема и массы грунта после его разработки с использованием ТПМК по отношению к объему, занимаемому грунтом в состоянии естественного залегания, и условия и способы их применения [2].

В качестве материала для исследований были использованы образцы грунтов нарушенного сложения, отобранные представителем МГРИ и доставленные в лабораторию.

Диаметр выработок во всех случаях составлял 6,2 м.

Грунт в забое разрабатывался ротором щитовых комплексов двух фирм – немецкой Herrenrneht (Зюзино - №218, РУДН – 798,Сокольники – 675) и канадской Ловат (Киевская).

Было отобрано 15 проб из вагонеток после их загрузки с конвейера щитов. Уходка при проходке подземной выработки с помощью ТПМК составляла 1,2 м, причем дополнительно пилот проходил не менее 0,15-0,2 м для предотвращения сложности при установке кольца обделки.

Вывоз грунта из забоя в зависимости от угла наклона выработки, типа ТПМК, горно-геологичских условий проходки и организации работ осуществлялся, как правило, двумя-тремя составами. Простой ТПМК до подачи составлял от 40 минут, а иногда (в случае выявленной неисправности) достигал 1,5- 5 часов, что приводило к дополнительному поступлению воды в забой ТПМК.

Грузоподъемность вагонеток составляла 8-20 тонн.

Вагонетки были представлены двумя конструкциями: с вертикальными бортами и с бортами с ужением в верхней части, что затрудняло разгрузку вагонеток и опорожнение от грунта, особенно глинистого из-за его значительного показателя сцепления.

Кроме этого, при щитовой проходке в забой со стороны щита подается пенобразователь в объеме до 50-200 л на длину уходки или длину кольца обделки. Количество воды для разбавления пенообразователя достигает от 5 до 15 м^3 на одно кольцо обделки. Наличие пены, в дальнейшем, снижает показатели по коэффициенту сцепления грунта, влажности, вязкости.

Помимо этого, при проходке сильно обводненных участков трассы для связывания разрушенного грунта в забой подавался специальный полимерный состав объемом от 50 до 200 л.

Для очистки обратной (холостой) части конвейерной ленты от налипающего грунта дополнительно подается вода по магистральному водопроводу, объем которой на каждую вагонетку не поддается учету.

В случае остановки ротора щита из-за схватывания заобделочного раствора в подающих патрубках дополнительно подается вода, объем которой не учитывается и большая ее часть стекает в забой.

Кроме этого на период установки очередного кольца крепления обделки ротор останавливается и в забой просачивается вода из массива окружающего грунта, накапливается и при очередном запуске вместе с разрушенным грунтом подается на конвейер.

Перед установкой очередного кольца обделки в забое машинист по максимуму убирает воду из забоя по 2-м вариантам: с погрузкой ее в вагонетки состава и дополнительного заполнения вагонетки водой в уже загруженные вагонетки, либо откачивают специальным насосом (помпой) и по отводящему водопроводу выдают нагора.

После отгрузки заполненных вагонеток грунтом их выдают нагора и разгружают в специальные отстойники (накопители) на поверхности, которые открыты для внешних осадков. Количество поступающей воды в этом случае также не фиксируется. Помимо вышеуказанного, при зачистке вагонеток у последних внутреннюю поверхность бортов обрабатывают струей воды, стекающей в накопитель, объем которой также не учитывается.

В дальнейшем, экскаватором, накопленный грунт с водой загружается в транспортное средство и вывозится в отвал.

На поверхности перед выемкой-накопителем в процессе разгрузки вагонеток фиксировали массу вагонетки до разгрузки и после, а затем осуществлялась зачистка внутреннего пространства вагонеток (вручную механическим способом и струей воды). После чего вторично зачищенная вагонетка опорожнялась в выемку-накопитель и определялся ее вес. Таким образом устанавливался вес (объем) отгружаемой нагора грунтовой массы.

Ниже приведен анализ отобранных проб по одному объекту (Южный участок Третьего пересадочного контура. Левый перегонный тоннель от станции «Калужская» до станции «Зюзино»). В состав определения физических свойств грунтов входило определение гранулометрического состава, влажности w, плотности ρ, плотности частиц ρs, пределов текучести WL и раскатывания Wp, содержания органики Ir, содержания карбонатов Dcarb. Исследования физических свойств грунтов проводилось в соответствии с ГОСТ 30416, ГОСТ 5180, ГОСТ 23740, ГОСТ 12356 и ASTM. Классификация грунтов выполнена в соответствии с ГОСТ 25100. Статистическая обработка полученных данных проводилась в соответствии ГОСТ 20522 и рекомендациям авторов [3,4].

Анализировалось пробы: представленные мелким песком средней неоднородности и рыхлым, со средней степенью водонасыщения и насыщенных водой, глина, суглинок, супесь [5].

Для песков карбонатность не определяется и соответствует показателю карбонатности воды.

Отсутствие органических веществ в пробах грунта определено на основании следующих признаков:

- при рассматривании пробы грунта визуально и под лупой, каких либо включений растительных остатков и примазок органики не обнаружено;
- при определении стандартных характеристик грунта (плотность частиц, влажность на границе текучести) при добавлении дистиллированной воды существенного изменения свойств грунта (изменение объема) характерного для органо-минеральных и органических грунтов не зафиксировано;
- полученные значения стандартных характеристик грунта (плотность, влажность, пористость, пределы и число пластичности, показатель текучести) характерны для грунтов, в составе которых органические вещества отсутствуют.

Органики в пробах не наблюдалось.

Влагоудерживающая способность песка для отобранных проб может зависить от гранулометрического состава песка, пористости и будет менее 61 %. Пересчет влагоемкости через к-т пористости, плотности грунта природной и плотности частиц грунта для первой пробы составит 50%.

Свободное зеркало воды для песка определяется пористостью песка и водонасыщением. Когда вода заполняет все поры в песке, появляется зеркало. Т.е. при коэффициенте водонасыщения близким к 1 можно наблюдать зеркало воды в вагонетке.

Если плотность частиц грунта составляла 2,66 г/см^3, то плотность природного сложения изменялась от 1,88 до 1,63г/см^3, а средняя плотность разработанного грунта составила 1,71 г/см^3.

Плотность сухого грунта изменялась от 1,55 до 1,02 г/см^3 (средняя 1,3 г/см^3). Это связано с тем, что остальной объем был заполнен водой. Т.е. грунта выдаваемый из забоя может насыщаться водой в среднем на 0,41 г/см^3,что в процентах составит 31,53. А средняя величина влажности, согласно ведомости лабораторных исследований (приложение 1), по 3-м пробам составила 38,97 %. Именно поэтому в третьей пробе такая

низкая плотность (1,63 г/см^3) и следует ожидать увеличения объема выдаваемого грунта почти на 50-60 %.

Влажность проб грунта изменялась от 21,04 до 60,42 %. Как уже отмечалось ранее последняя проба отбиралась из вагонетки с большим содержанием воды. Это соответствует и показателю водонасыщения грунта, изменяющегося от 0,79 до 0,99.

Пористость навески отобранного грунта в пробах от 1-й к 3-ей изменяется от 41 до 61 %. При этой максимальной пористости коэффициент водонасыщения достигает максимальной величины 0,99.

Как следует из анализа собранных нами данных, средняя плотность грунтовой массы составляет: на конвейере – 1,545г/см^3, в вагонетках – 1,628 г/см^3, в накопителе – 1,68 г/см^3.

Графики изменения плотности и влажности грунта для объекта Дмитровское шоссе представлены на рис.1.

Рисунок 1. *Изменения плотности и влажности грунта в отобранных пробах (забой-конвейер – вагонетка-накопитель).*

Из анализа графиков на рис.1 следует, что максимальная плотность грунта при щитовой проходке наблюдается в забое (2,075 г/см^3), а затем по мере разрушения грунта ротором щита, последующей погрузке на конвейер, загрузке в вагонетки для транспортировки нагора и разгрузке в накопитель грунта на поверхности, снижается до 1,85-1,9 г/см^3. Т.е. практически на 0,1-0,16 г/см^3 или 10-12%. Это объясняется второй кривой на рис.1, отражающей изменение влажности грунта по мере перемещения его от забоя в накопитель. Влажность грунта при этом повышается с 18% до 32%, т.е. почти в два раза.

На объекте «Дмитровское шоссе» Коэффициент пористости грунта в забое и вагонетках, соответственно, 0,864 и 0,581. Увеличение коэффициента пористости грунта, определенное в пробах, взятых из забоя и вагонетки, составило почти 0,283, или около 49 %. Это связано с разрыхлением грунта в забое резцами ротора в процессе проходки.

А разница по влажности между грунтом в забое и на конвейере составила 8,21%. Именно поэтому плотность грунта на конвейере (1,9 г/см^3) примерно на 0,1075г/см^3 (или на 8,43%) меньше, чем плотность грунта в забое (2,075 г/см^3).

Средняя влажность грунта в вагонетках была на уровне 30,97%, что почти на 11% больше, чем в забое. Поэтому в вагонетках средняя плотность грунта (1,87 г/см^3) на 0,21 г/см^3 меньше, чем в забое (2,075г/см^3).

В накопителе и в вагонетках влажность почти не отличается (30,89% и 30,97%), за счет того, что в накопитель не сливают дополнительно собранную воду в забое и на подошве выработки [6].

Выводы:

Анализ полученных нами данных позволяет сделать утверждение, что средняя влажность в пробах от забоя к накопителю изменяется по схеме: в забое – 17-20%, на конвейере – 22,42%, в вагонетке – 23,25% и в накопителе – 27,46% (для объекта «Зюзино»), а на объекте «Дмитровское шоссе» с 18 до 32%. Т.е расхождение во влажности грунта в забое и накопителе составляет от 35 до 70%. Разница в плотности на конвейере и в вагонетках доходит до 7%, причем в сторону вагонетки (Зюзино), а на «Дмитровском шоссе» до 12%.

Т.о. контролируя изменение физико-механических свойств грунта от забоя к накопителю можно прогнозировать изменение объема и веса грунта поступающего нагора, а значит рассчитывать количество транспортных средств необходимых для его вывоза на полигоны для захоронения, а также определять по трассе тоннеля влияние обводненности массива в промежутках между разведочными инженерно-геологическими скважинами на увеличение объема и веса извлекаемого грунта.

Библиография:

1.Пашкин Е.М. Инженерно-геологические условия строительства туннелей. М.: Недра, 1981.

2.Каган А.А. Расчетные характеристики грунтов. М.: Стройиздат, 1985.

3.Пашкин Е.М., Каган А.А., Кривоногова Н.Ф. Терминологический словарь-справочник по инженерной геологии. М.: КДУ, 2011.

4.Дмитриев В.В., Ярг Л.А. Методы и качество лабораторного изучения грунтов: учебное пособие – М.:КДУ,2008, с. 224.

5. Отчет НИР по теме «Определение приращений коэффициентоа массы и объема, полученной в результате разработкигорных пород с использованием тонеллепроходческих механизированных комплексов с грунтопригрузом (ТПМК)». МГРИ, 2020 г.

6. Отчет НИР «Аналитическая обработка данных, полученных в ходе проведения контрольных комиссионных замеров и лабораторных исследований проб горной массы, полученной в результате разработки горных пород с использованием тонеллепроходческих механизированных комплексов с грунтопригрузом ТПМК)». МГРИ, 2020 г.

Совершенствование технологии крепления штрека в условиях Сарылах-Сурьмяного месторождения

Сребродольский Я.А.(МГРИ, srebi@mail.ru), Павлов А.Б. (МГРИ, pavlovab@mgri.ru), Яшин В.П. (МГРИ, yashinvp@mgri.ru)*

Аннотация.

Оптимизации технологии проходки откаточного штрека в условиях Сарылах-Сурьмяного месторождения, при условии применения современных материалов и оборудования, направленных на улучшение экономических показателей проходки, повышению производительности и культуры труда горнорабочих, за счет замены крепи типа КМП-Т (крепь металлическая податливая трапециевидной формы сечения) на анкерную крепь.

Ключевые слова:

Горные выработки, технология проходки, крепь, анкерная крепь, шпур, сечение выработки в свету и проходке.

Теория

На руднике «Сарылах-Сурьма», в настоящее время, выработки крепятся с применением металлической податливой крепи КМП-Т [2], которая требует для установки применения ручного труда. Следовательно, вопросы повышение производительности и культуры труда горнорабочих, при сохранении уровня безопасности производства горных работ, являются актуальными.

В данной работе, на основании анализа материала собранного на преддипломной практике, предлагается применить для крепления откаточного штрека анкерную крепь. В настоящее время анкерная крепь является одним из прогрессивных и экономичных видов крепи. Она обеспечивает повышение производительности труда, улучшает проветривание выработок и снижает затраты на их крепление и поддержание в период эксплуатации, позволяет легко механизировать процесс ее возведения [1].

При выборе анкерного крепления выбор пал на стали полимерный анкер, ввиду простоты и скорости монтажа, однако основной проблемой при его применении, стали условия транспортировки, хранения и использования ампул при отрицательной температуре. Территория рудника находиться около крайнего севера температура зимой может достигать $-60°C$, в подземных выработках достигать $-15°C$. Транспортировка материалов осуществляется только железнодорожным транспортом, склады хранения практически не обогреваются. Температура хранения полимерных ампул лежит в диапазоне $-20°C$ до $+20°C$, срок хранения не больше 6 месяцев, помимо этого, при отрицательных температурах время схватывания состава увеличивается, соответственно, работоспособность анкерной крепи в горных выработках с длительным сроком службы (пять и более лет) необходимо проверять, проводя периодические испытания на прочность закрепления. Что, касается пожарной безопасности, полимерные ампулы являются легко горючим материалом точка плавления $+165°C$, а точка воспламенения $+300°C$. Как видим, большая часть критериев не удовлетворят условиям применения на Сарылах-Сурьмяном месторождения, что делает невозможным применением данного вида ампул.

Специалистами производственной компании «РАНК 2» в 2007 году [3, 4] была разработана минеральная ампула АМК ДК (рис. 1), особыми отличиями которой стали отсутствие необходимости перемешивания состава ампул в шпуре, температура хранения ампул $-60°C$ до $+60°C$, срок хранения 12 месяцев, точка плавления состава $+600°C$. Кроме того, при установке анкеров с химическими ампулами, в горные выработки могут выделяться токсичные вещества, что полностью исключается при использовании ампул АМК ДК. Данный фактор особо актуален в условиях слабо проветриваемых и тупиковых горных выработок, что делает данную ампулу фаворитом по всем критериям для применения ее в стали минеральных анкерах.

Технология установки стали минеральных анкером не сильно отличается от установки стали полимерных и состоит из: бурения шпура диаметром до 30 мм, размещения необходимого числа ампул в шпуре, анкер с помочью анкероустановщика подаётся в шпур и удерживается там не большое количество времени, анкер установлен. Для механизации работ по креплению анкеров, возможно, использовать самоходную установку Atlas Copco Boltec 235 снабженную гидравлическим буровым перфоратором COP 1132 и пневмоподатчиком для транспортировки ампул АМК ДК к забою шпура. Данная установка является оптимальным решением, так как ее габаритные размеры совпадают с размерами ПДМ применяемой для транспортировки руды, поэтому площадь сечения выработки в свету останется прежней.

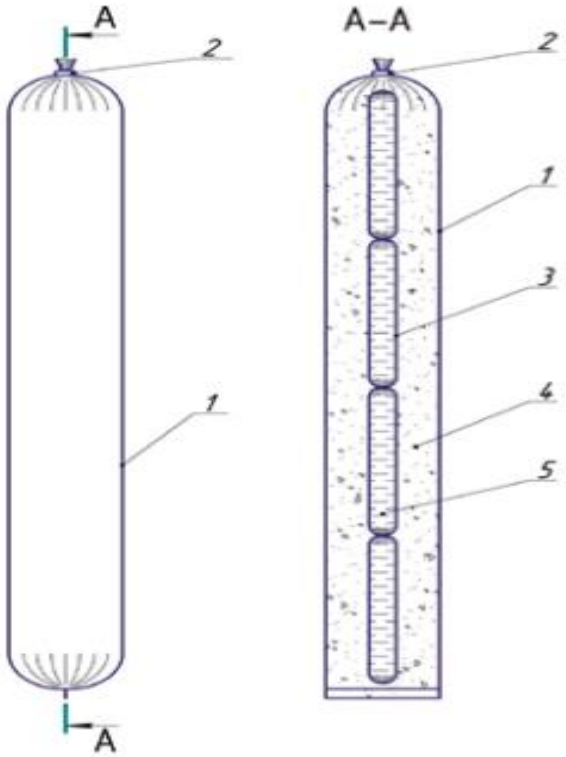


Рисунок 1 - Ампула минеральная композиционная двухкамерная (АМК ДК): 1 – внешняя оболочка; 2 – клипса; 3 – оболочка внутренней камеры; 4 – минеральная композиция; 5 – внутренние секции с жидким отвердителем.

Замена крепи типа КМП-Т на анкерную стали минеральную крепь, обеспечивает уменьшение сечения горной выработки в проходке, что приводит к уменьшению объемов буровзрывных работ и работ по уборке горной породы. Применение самоходного

автоматизированного анкероустановщика повышает производительность и культуру труда горнорабочих, при обеспечении безопасности горных работ. Сравнительный расчетный анализ применения крепи типа КМП-Т и стали минеральных анкеров в условиях Сарылах-Сурьмяного месторождения приведен в таблице 1, где все основные показатели имеют отрицательные значения и положительным является только объем бурения шпуров необходимый для установки анкеров.

Таблица 1.

Сравнительный анализ применения крепи типа КМП-Т и стали минеральных анкеров.

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Вариант крепи КМП-Т	Вариант анкерной крепи	Изменение, %
Проектное сечение выработки	$S_{вч}$	$м^2$	14,74	12,8	**-13,16**
Количество шпуров: всего	n	шт	34	28	**-17,65**
$n_{вр} : n_{от} : n_{ок}$			6 : 9 : 19	6 : 7 : 15	-
Объем бурения на весь объем работ	$V_{бур.в\ п.м}$	м	9996,8	8292,8	**-17,05**
Объем бурения для крепления на всю выработку	$V_{бур.в\ п.м}$		-	2516,8	**+100**
Объем породы отбитой за цикл	$V_{пор}$	$м^3$	28,0	24,32	**-13,14**
Удельный расход ВВ	$q_ф$	$кг/м^3$	1,875	1,8	**-4**
Расход ВВ на цикл	$Q_ф$	кг	52,5	47	**-10,48**

Выводы:

Одним из вариантов оптимизации технологии проходки откаточного штрека в условиях Сарылах-Сурьмяного месторождения, вполне возможно применение в качестве крепи стели минеральных анкеров. Использование в технологическом цикле проходки откаточного штрека для крепления выработки современных материалов и самоходного оборудования, по выполненным в работе расчетам, свидетельствует об экономической целесообразности ее применения, а исключение ручного труда при возведении крепи горных выработок повышает производительность работ и культуру труда. В тоже время, необходимо отметить, что приведенные в работе данные о стали минеральных анкерах являются результатами научных исследований и требуют проведения производственных испытаний.

Библиография

1. Несмотряев В.И., Косьянов В.А., Яшин В.П. Проведение горизонтальных горноразведочных выработок, учебное пособие. Москва, 2011, 44с;
2. Технический проект отработки запасов Сарылахского золотосурьмяного месторождения. Этап II. ОАО «Уралгипроруда», 2015 г;
3. Заятдинов Д.Ф., Позолотин А.С., Гречишкин П.В., Лысенко М.В., Абраменко С.В. Ампула минеральная двухкамерная АМК ДК. Подземные работы, 2014.
4. https://rank42.ru/content/statia/2014/zauatdinov_d_f_07_14.

Геодинамический подход к решению проблемы неэффективности разведки сланцевой нефти в пределах впадины Чджин депрессии Цзиян (Восточный Китай)

Цю Ш.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, qiushizhe@qq.com)
Касьянова Н.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, nkasyanova@mail.ru)

Аннотация

Рассмотрены благоприятные условия для образования и накопления сланцевой нефти в пределах депрессии Цзиян в юго-восточной части залива Бохай (Восточный Китай) и дана характеристика нефтематеринских глинистых сланцев. Детальные исследования проведены для территории впадины Чджин (впадина 2-го порядка). Приведены особенности физических свойств нефтей, термобарических условий в залежах нефти, условия новейшего геодинамического развития разломной системы. Установлены факты несоблюдения классических геолого-физических закономерностей, имеющие локальный характер и связаны с участками (скважинами), приуроченными к разрывным нарушениям молодого возраста.

Показана существующая проблема неэффективной разведки сланцевой нефти в депрессии Цзиян, что требует привлечения новых научных подходов. В работе предложено использование нетрадиционного (геодинамического) подхода (Касьянова Н.А.) к проектированию геологоразведочных работ, который обеспечит повышение эффективности разведки сланцевой нефти за счет прогнозирования нахождения трещинной сланцевой нефти и выбора оптимального местоположения скважин с целью получения нефти относительно лучшего товарного качества (с меньшей вязкостью и плотностью) и более высоких и стабильных дебитов скважин. Приведены фотографии шлифов с иллюстрацией матричной и трещинной сланцевой нефти впадины Чджин.

Ключевые слова

Трещинная сланцевая нефть, разломная система, геодинамика.

Теория

Континентальная сланцевая нефть депрессии Цзиян, включая впадину Чджин (впадина 2 порядка), является новым геологоразведочным ресурсом в Восточном Китае и находится на ранней стадии изучения (с 2007 г.). Депрессия Цзиян обладает благоприятными условиями для образования и накопления сланцевой нефти [4-6], на что давно, с 1960-х г., указывают полученные притоки нефти и газа из сланцевых интервалов при бурении ряда скважин, которые в то время связывались с трещинами в аргиллитах [5].

Глинистые сланцы депрессии Цзиян отлагались в озерных условиях в раннем эоцене, в период активного формирования разломной депрессии [4, 6]. Основной сланцевый пласт включает верхнюю часть пачки Ш-4 и среднюю и нижнюю части пачки Ш-3 горизонта Шахэцзе (эоцен), отложенные в солоноватой и солоноватоводной среде. Эти сланцы, общей толщиной 1000 метров и более, являются высококачественными нефтематеринскими породами: тип органического вещества (ОВ) - сапропелево-

смешанный, высокое содержание ОВ - от 2-3% до 6-10,5% [4, 6], зрелость ОВ - от 0,5% до 1,3% [5].

В депрессии Цзиян пробурено 14 разведочных скважин для разработки сланцевой нефти, из них 5 скважин - во впадине Чджин, в одной из старых скважин (скважина Y283) проведен повторный гидроразрыв пласта (ГРП). Результат: все скважины дали нефть, но ни одна из них не достигла промышленных нормативов дебита нефти [6]. Самая высокая суточная добыча нефти получена в результате повторного ГРП, которая составила всего 22,79 т. Несмотря на использование успешного зарубежного (американского) опыта и передовых технологий (горизонтального бурения, гидроразрыва пласта) результаты разведки сланцевой нефти в депрессии Цзиян признаны неудовлетворительными [5, 6] из-за высокой вязкости и плотности нефтей (рис. 1).

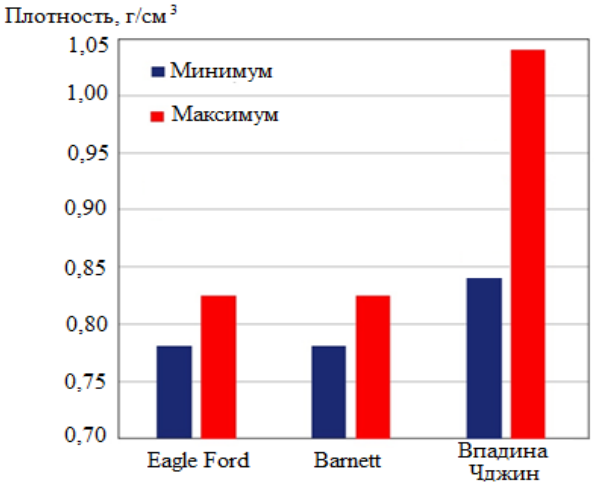


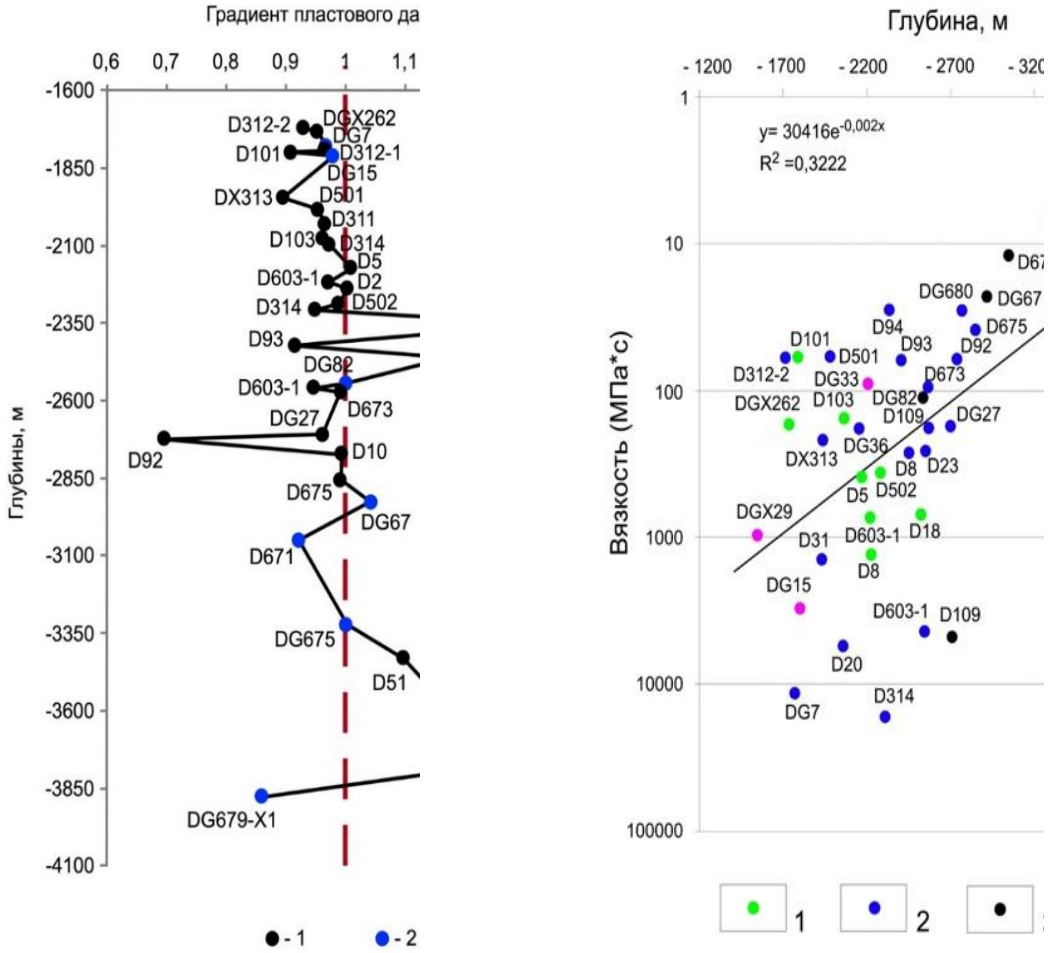
Рисунок 1. Сравнение величины плотности континентальной сланцевой нефти в Восточном Китае и плотности морской сланцевой нефти в Северной Америке.

Некоторые характеристики (Цю Ш., 2021):

- Палеозойские нефти по плотности – средние (минимальная плотность 0,847 г/см^3, скв. DGX678) и тяжелые; палеогеновые нефти – тяжелые, сверхтяжелые и битуминозные (максимальная плотность – 1,04 г/см^3, скв. D603-1);
- вязкость нефтей варьирует в диапазоне: от 5,26 МПа·с (палеозойская нефть, скв. DG675) до 16776 МПа·с (палеозойская нефть, скв. D314). Преобладают нефти высоковязкие. Примечательно, вязкость нефтей не имеет прямой связи с глубиной (рис. 2, б);
- термобарические условия в нефтяных залежах значительно различаются по площади и даже в пределах одной залежи. Значения глубинного градиента пластового давления изменяются по площади в большом диапазоне - от 0,70 до 1,34, геотермического градиента – от 3,5 до 6-7°С/100м и более.

Физические свойства нефтей и термобарические условия в залежах нефти значительно изменяются по площади и разрезу. Примечательно, что величина глубинного градиента пластового давления не имеет прямой связи с глубиной (рис. 2, а), как и геотермический градиент, что может иметь миграционно-геодинамическую причину, поскольку участки аномально высоких и повышенных пластовых давлений совпадают в плане и по разрезу с участками разрывных нарушений молодого возраста, по которым возможно поступление в залежь снизу дополнительных порций более прогретого флюида (газа, нефти).

Градиентные изменения тектонических напряжений играют двоякую роль: 1) приводят к образованию новых и/или обновлению старых трещинных каналов, 2) инициируют активизацию миграционных процессов и контролируют пространственное перераспределения флюидов в системе проницаемого трещинного пространства.



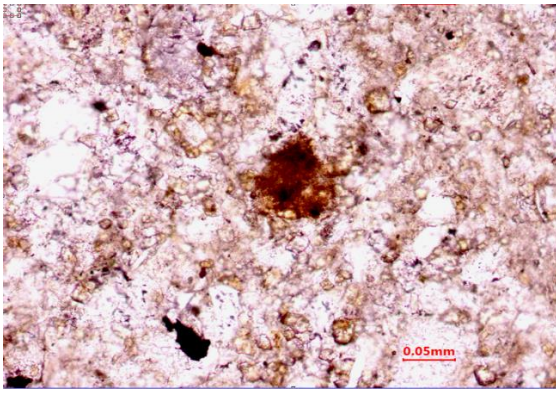
а) б)

Рисунок 2. Графики зависимостей изменения барических условий в залежах нефти (а) и изменения величины вязкости нефти (б) от глубины по скважинам впадины Чджин.

(а) Скважины: 1 – палеогеновые, 2 – палеозойские; (б) Скважины: 1 – палеогеновые (горизонт Шахэцзе, пласт Ш-2), 2 – палеогеновые (пласт Ш-4), 3 – верхнепалеозойские, 4 – нижнепалеозойские.

Учитывая, что а) градиентные изменения тектонических напряжений, происходящие в земной коре, отражаются на развитии всех земных физических (геодеформационных, сейсмических, тепловых и др.) и флюидодинамических (миграционных) процессов [1, 2], и б) впадина Чджин депрессии Цзиян, являясь составной частью крупнейшей кайнозойской Восточно-Китайской рифтовой зоны, характеризуется высокой степенью раздробленности осадочного чехла и новейшей и современной тектонической нестабильностью [3], то с целью повышения эффективности разведки здесь сланцевой нефти целесообразно использование геодинамического подхода к проектированию геологоразведочных работ. Его научная и методическая база часть уже разработана, получена эмпирическим путем на основе обобщения, анализа и

систематизации опыта и апробирования [2]. В частности, поскольку по данным анализа керна, каротажа и сейсмических данных сложно (невозможно) различить матричную и трещинную нефть, в настоящих исследованиях использован метод анализа прозрачных петрографических шлифов для выявления особенностей внутреннего строения (микротрещиноватость) пород и характера их нефтенасыщения. На рис. 3 приведены примеры сланцевой нефти матричного и трещинного типа.



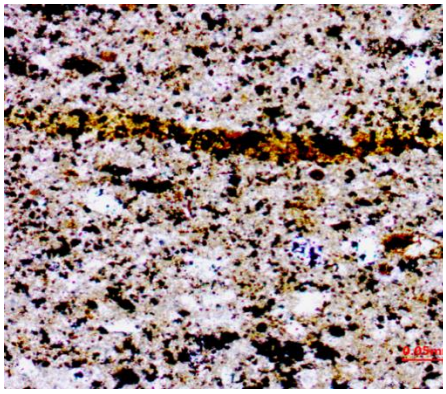


Рисунок 3. Фото шлифов. Примеры матричной и трещинной сланцевой нефти из горизонта Шахэцзе (эоцен) скважин впадины Чджин.

Фото слева: Скважина D502. Аргиллит с глубины 2199,40 м. Пласт Ш-2. Увел.20х.

Фото справа: Скважина G9. Аргиллит с глубины 2963,04 м. Пласт Ш-4. Увел.20х.

Выводы

Пространственное нахождение трещинной сланцевой нефти (представляющей наибольший поисковый интерес), участки с повышенными термобарическими условиями в залежах, нефти с меньшей плотностью и вязкостью четко локализованы в геологическом пространстве и отмечаются в пределах одних и тех же локальных участков (скважин), как правило, приуроченных к разрывным нарушениям молодого возраста - северо-восточной (в большей степени) и северо-западной ориентировок. Полученные новые научные данные имеют большую практическую ценность, будут полезными при поисках, разведке и разработке сланцевой нефти не только в пределах изучаемой впадины Чджин, но и других однoранговых впадин депрессии Цзиян, возможно, и других депрессий нефтегазоносного бассейна Бохайвань.

Библиография

1. Касьянова Н.А., Гусева А.Н. Роль геодинамических процессов в формировании физико-химических свойств и состава нефтей Предкавказья. М.:Геоинформмарк. 1997. 48 с.

2. Касьянова Н.А. Экологические риски и геодинамика. М.:Научный мир. 2003. 332 с. ISBN 5-89176-221-8.

3. Цю Ш. Геолого-геодинамические особенности формирования и закономерности размещения скоплений нефти в районе Даванчжуан Чджинского блока нефтяного месторождения Шэнли. Междунар. конф. «Ломоносов-21». 2021. С. 16.

4. Ning F. Difference analysis on different types of shale oils in Jiyang depression). Petroleum Geology and Recovery Efficiency. 2014. Vol. 21. No. 6. DOI: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2014.06.002 (In Chenese).

5. Ning F. Formation mechanism of mudstone fractured oil and gas reservoirs in Xianhezhuang area of Dongying Depression. Xinjiang Oil & Gas, 2008. Vol. 14. No. 1. P. 20-25. (In Chenese).

6. Sun H. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang depression. China Petroleum Exploration. 2017. Vol. 22. No. 4. DOI: 10.3969/j.ISSN.1672-7703.2017.04.001. (In Chenese).

Применение метода избирательного химического травления для нетравматичного извлечения кристаллосырья ювелирного берилла Малышевского месторождения

Шагалова Ю.С.* (РХТУ им.Д.И.Менделеева, Julia.Shagalova@yandex.ru),
Ахметшин Э.А. (РХТУ им.Д.И.Менделеева, 4966945@mail.ru),
Ахметзянов И.Р. (Компания Gem Lovers, igemmolog@gmail.com)

Аннотация

Низкая селективность и высокая травматичность существующих методов извлечения кристаллосырья является одним из основных источников потерь промышленно полезных минералов при обогащении. Таким образом, появляется необходимость в разработке альтернативных процессов обогащения минерального сырья, обеспечивающих его нетравматичное извлечение и значительное сокращение потерь при добыче и переработке.

В публикации рассмотрен способ нетравматичного извлечения ювелирного кристаллосырья берилла и изумруда, осуществляемый за счет постадийного воздействия на обогащаемые горные породы раствором H_2O_2 (конц. 50%) и травителем, состоящим из HNO_3 (конц. 97,5%) и H_2SO_4 с дальнейшей отмывкой и выборкой сырья.

Ключевые слова

Берилл, изумруд, химическое травление, обогащение, Малышевское месторождение.

Теория

Уральская изумрудоносная полоса является всемирно известным рудным районом, в котором располагаются крупнейшие в России месторождения бериллиевых руд и ювелирных камней - изумруда, александрита и фенакита [4]. Традиционно для извлечения кристаллов берилла и изумруда на месторождениях Изумрудных копей Урала используются операции дробления горной породы в щековых дробилках на первой стадии и последующая ее дезинтеграция в скрубберах. Дальнейшая очистка от слюдитовой “рубашки” осуществляется путем резки алмазными пилами или с использованием процесса под названием «разрушение сжатой средой» [3]. Альтернативным способом извлечения кристаллосырья может быть метод электроимпульсного разрушения, проявляющий высокую селективность разрушения материала и лучшее раскрытие кристаллов. Все перечисленные операции обладают существенным недостатком – они оказывают механическое воздействие на кристаллы, которое ведет к нарушению их целостности, появлению механических трещин, а также активизации микротрещин [3, 5], то есть являются «травматичными» методами.

Инновационным нетравматичным методом извлечения кристаллосырья из вмещающей его породы может быть метод избирательного химического травления, который представляет собой поэтапное воздействие различных химических реагентов на горную массу, в результате которого происходит растворение минералов пустой породы без взаимодействия реагентов с целевым продуктом – бериллом [6].

Изучение минерального состава штуфных проб берилла проходило стереологическими методами, с применением бинокулярных микроскопов МБС-2 и МБС-10, а также дополнительно были проведены кристаллооптические исследования с помощью микроскопа МИН-8. Объектами исследований являлись образцы штуфов берилла Малышевского месторождения в количестве 12 штук весом от 120 до 3500 гр. По результатам исследований во всех пробах были выявлены такие минералы как берилл с массовым содержанием 5-70% и флогопит (5-72%), а также отмечались нерегулярные ассоциаты берилла - плагиоклаз (5-70%), кварц (15-50%), флюорит (5-10%), фенакит (8%), молибденит (2%) и амфибол (5%) [6].

В качестве травителей были выбраны концентрированные растворы кислот: HF (конц. 35%, ХЧ), HCl (конц. 36%, ХЧ), HNO_3 (конц. 97,5%, ХЧ) как наиболее универсальные и активные травители, подходящие для травления силикатов, H_3PO_4 (конц. 65%, ЧДА), H_2SO_4 (конц. 92%, ХЧ), CH_3COOH (конц. 97% «ледяная», ХЧ), в комбинациях с сильными кислотами, а также при нагревании, проявляющие себя как активные травители. Также в качестве реагента был выбран раствор H_2O_2 (конц. 50%, Ч), который при взаимодействии со слоистыми силикатами (в том числе с флогопитом) разрушает водородные связи между слоями и гидратирует их, снижая тем самым химическую и механическую устойчивость минералов [1].

Эксперименты по травлению проводились для отдельных минералов, входящих в состав штуфных проб и на основании полученных результатов были проведены эксперименты по травлению образцов берилла в штуфе. Отобранные образцы минеральных ассоциатов берилла были взвешены и погружены в растворы травителей, спустя контрольные промежутки времени (30 мин., 1, 2, 3, 4 часа) фиксировалось изменение их массы и заносилось в таблицу. Эксперименты проводились как при комнатной температуре, так и при нагревании растворов до 60°С на водяной бане. При комнатной температуре наибольшее воздействие на флогопит оказали растворы HF и H_2O_2. Прочие кислоты оказали на флогопит незначительное воздействие.

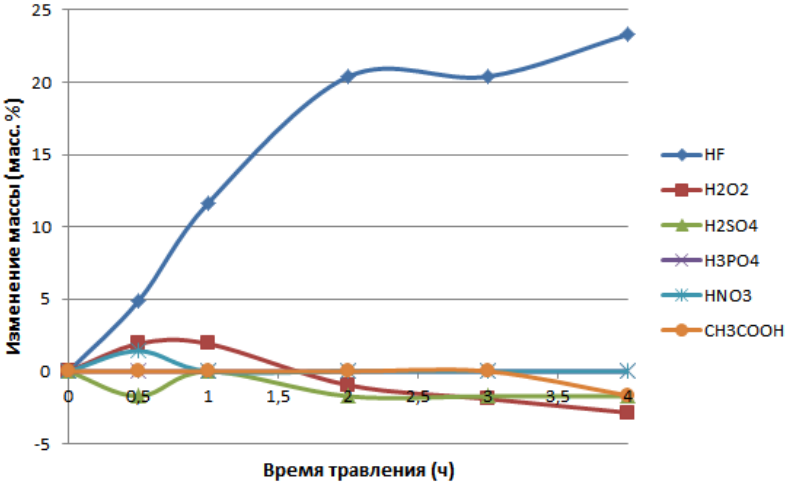


Рисунок 1. *График зависимости изменения массы образца флогопита от времени травления.*

Из представленных зависимостей изменения массы образцов флогопита (Рис. 1) от времени видно, что в начале травления происходит повышение массы и замедление скорости реакции, вероятно из-за пассивирования поверхности образцов [2]. Наибольшее повышение массы произошло в растворе HF, спустя полчаса травления

наблюдалось разрыхление его поверхности. При повышенной температуре процесс разрушения образца флогопита в растворе HF происходил с более высокой скоростью, в то время как в растворе фосфорной кислоты при нагревании данный процесс идет несколько медленнее, чем при комнатной температуре. Дополнительно была проведена оценка изменения качества поверхности образцов до и после травления с помощью сканирующей электронной микроскопии. В качестве примера приведены изображения поверхности образца флогопита (Рис. 2).

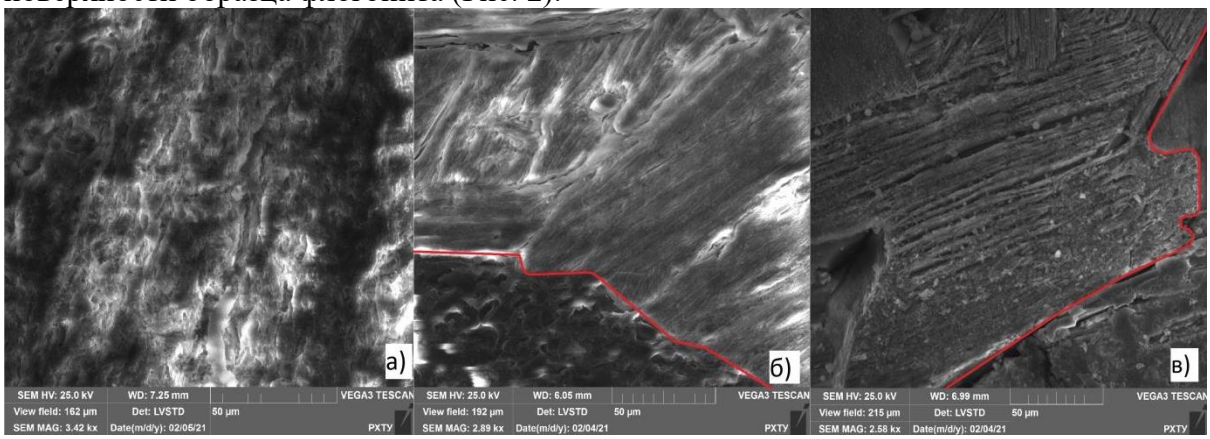


Рисунок 2. *Изображения поверхности образца флогопита, полученные с помощью сканирующей электронной микроскопии: а) – исходный образец; б) – образец после обработки H_2O_2; в) – образец после обработки кислотным травителем.*

При обработке флогопита пероксидом водорода наблюдалось «разрыхление» его слоев и образование микротрещин (Рис. 2, б)), в которые при последующей обработке раствором кислоты начал проникать травитель и способствовать дезинтеграции флогопита (Рис. 2, в)). Все смеси кислот проявили себя как активные травители флогопита и не проявляли эффект пассивирования поверхности. Скорость его травления в смесях фтороводородной и минеральной кислот выше, чем при травлении чистой HF. При комнатной температуре активными травителями также оказались смесь H_2SO_4+HNO_3 и смеси соляной кислоты, однако при нагревании данные реагенты были неэффективны. Заметное травящее действие на плагиоклаз оказали только смеси HF. В других случаях либо не происходило заметных изменений, либо происходило накопление на поверхности образцов водонерастворимых продуктов реакции и пассивирования поверхности. HF подходит в том числе для травления частично дезинтегрированного флогопита и нерегулярных минеральных ассоциатов берилла. Берилл - устойчивый алюмосиликат к действию кислот, однако в нормальных условиях он едва заметно реагирует с плавиковой кислотой: при выдержке образцов в растворе более двух часов на поверхности отмечалось образование ямок и каналов травления [6].

Рисунок 3. *Штуфная проба берилла Малышевского месторождения до и после воздействия избирательных травителей. Исходный вес образца - 1247г, конечный - 1210г. Длина образца составляет 20 см.*

На Рис. 3. представлены результаты эксперимента по травлению берилла в штуфе. В ходе поэтапной обработки штуфной пробы в растворе H_2O_2 в течение 48 часов, смеси H_2SO_4+ HNO_3 в течение 24 часов и раствора HF в течение 30 минут наблюдается заметное уменьшение площади, занимаемой флогопитом, кристаллы берилла в значительной степени обнажились, при этом на них не отмечаются какие-либо следы воздействия [1]. Исходя из минерального состава штуфных проб, в схему травления могут входить и другие реагенты.

Выводы

Был разработан и опробован способ нетравматичного извлечения кристаллосырья на примере берилла Малышевского месторождения, заключающийся в постадийной обработке H_2O_2 (конц. 50%) в течение 48 часов и травлении комбинированным травителем, состоящим из HNO_3 (конц. 97,5%) и H_2SO_4 (конц. 92%) в течение 24 часов. Процессы травления являются инновационной технологией, которая заключается в химическом воздействии на вмещающие горные породы и их дезинтеграцию, без взаимодействия с извлекаемым кристаллосырьем. Данная технология имеет очевидное преимущество перед существующими способами обогащения в том, что она позволяет нетравматично извлекать ювелирное кристаллосырье берилла и изумруда без механических повреждений, тем самым значительно повышая кондиции добываемого сырья.

Библиография

1. Ахметшин Э.А., Пузырёва Ю.Н. Способ травления сырья ювелирного берилла методом избирательного химического травления [Текст] : пат. 2661134C1 Рос. Федерация : МПК C22B35/00 / заявл. 29.11.17; опубл. 11.07.18.

2. Ахметшин Э.А., Шагалова Ю.С. Кинетика химических реакций и выбор реагентов для обогащения кристаллосырья берилла Малышевского месторождения методом избирательного химического травления // Успехи в химии и химической технологии. - 2021. - №6 (241). - С. 15-18.

3. Жуков, Д.Н. О селективном разрушении компонентов бериллсодержащей руды // Известия Уральского государственного горного университета. – 2000. – № 9. – с. 196-201.

4. Попов М.П. Геолого-минералогические особенности редкометальной минерализации в восточном экзоконтакте адуйского массива в пределах уральской изумрудоносной полосы: научная монография / М.П. Попов; Урал. гос. горный ун-т. – Екатеринбург : Изд-во УГГУ, 2014. – 136 с.

5. Ростовцев В.И., Кондратьев С.А. Повышение селективности раскрытия полезных минералов при переработке труднообогатимого полиминерального сырья с предварительным его разупрочнением // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2020. - №2. – с. 162-172.

6. Шагалова Ю.С., Ахметшин Э.А. Изучение процессов травления природного кристаллосырья и его нетравматичного извлечения методом избирательного химического травления на примере берилла Малышевского месторождения // Актуальные проблемы недропользования : Тезисы докладов XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов. - Спб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. - С. 218-222.

Разработка технологии получения индивидуальных окислов или металлов РЗЭ из концентратов

Шарафутдинов У.З.* (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат», Республика Узбекистан, г. Навои, u.sharafutdinov@ngmk.uz)
Курбанов М.А. (ГП «Навоийуран», Республика Узбекистан, г. Навои, m.kurbanov@ngmk.uz), Ражабова М.К. (Навоийский государственнный горный институт, Республика Узбекистан, г. Навои)

Аннотация

На основе результатов теоретических и экспериментальных исследований по экстракции редких и редкоземельных элементов разработана методика экстракционного концентрирования редкоземельных металлов с последующей разработанной новой комбинированной технологической схемы извлечения редких и редкоземельных элементов из растворов подземного выщелачивания.

Ключевые слова

Подземное выщелачивание, уран, редкие и редкоземельные элементов, сорбция, экстракция, ионообменные смолы.

Теория

Одним из перспективных источников добычи редкоземельных элементов (РЗЭ) являются растворы подземного выщелачивания (ПВ) урана [1, 2]. Важным составляющим данной разработки являются исследования по определению возможности попутного извлечения РЗЭ при переработке урансодержащих растворов.

Анализ растворов ПВ (маточников сорбции урана) на содержание РЗЭ представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты по определению содержания РЗЭ в растворах ПВ

удник, СУ,	Концентрация, мг/л													
	H	0_4^{2-}	CV	iO_2		l	e	d		a	e	d	c	b
ТР-2, ЛСУ-3	,19	0400	00	2	10	128	70	,53	Д	,8	,9	,6	0,1	0,1
ТР-3	6	00	10	8	90	27	40	4	2	7	8	6	1	1
ТР-4, ЛСУ-	,73	0900	30	0		86	70	,36	,90	,1	,3	,2	,37	0,1

Как видно из результатов табл. 1, наибольшие концентрации РЗЭ содержатся в растворах. В растворах ПВ РЗЭ находятся в форме катионов, и поэтому на анионообменных смолах совместно с ураном и рением не сорбируются. По мере

отработки месторождений РЗЭ накапливаются в оборотных растворах, достигая в отдельных случаях концентраций в несколько мг. Извлечение редкоземельных элементов из растворов ПВ с помощью ионообменных смол является, на наш взгляд, более перспективным и экономически целесообразным промышленным методом. В качестве сорбентов РЗЭ в литературе [3] описано применение сильнокислотных сульфокатионитов: КУ-2; леватит S-100, дауэкс – D - 50, амберлит IR – 120. Для сорбции РЗЭ из растворов сложного солевого состава предложено использовать современные сульфокатиониты ТОКЕМ (гелевой структуры) и С-150 (макропористой структуры), а также Lewatit MonoPlus SP 112. Эти катиониты содержат активную группировку - SO_3H, в которой водород способен к обмену на любой катион.

В данной использовали использовали катионит ТОКЕМ -101, который по данным предварительных опытов показал наилучшие сорбционные показатели в отношении РЗЭ. Перед сорбцией катионит переводили в H^+ - форму. В качестве растворов использовали маточники сорбции урана одного из рудников ПВ с pH 1,8 и с концентрацией основных макрокомпонентов, мг/л: SO_4^{2-} - 8060; NO_3^- - 110; Cl – 127; SiO_2 -88; P_2O_5 – 590; Fe^{+3} – 350 и Fe^{+2} – 90; Ca^{2+} - 420; Mg^{2+} - 180; Al^{3+} - 370. Сорбцию проводили в динамических условиях, пропуская раствор через колонку со скоростью 5 $ч^{-1}$. Сорбцию вели до полного проскока РЗЭ, определяя, таким образом полную динамическую обменную ёмкость (ПДОЕ) катионита. Результаты по сорбции РЗЭ представлены в табл. 2.

Таблица 2

Насыщение катионита ТОКЕМ в динамических условиях (ПДОЕ)

Элементы		e	a	d	d	b
Концентрация в растворе ПВ, мг/л	8,9	4,3	,2	,1	,0	,2
Содержание в насыщенной смоле, мг/г	,36	,5	,73	,11	,44	,01

Примечания. Концентрацию РЗЭ определяли методом масс- спектрометрии с использованием ICP – MS спектрометра «Agilent 7700». 2. Концентрация остальных РЗЭ и скандия менее 0,1 мг/л.

Основные элементы - примеси	Ca	Mg	Fe	Al
Содержание в насыщенной смоле, мг/г	19,4	4,9	98,4	40,0

Десорбцию РЗЭ с насыщенных катионитов проводили растворами азотной кислоты [4]. Исследовали влияние концентрации HNO_3 на десорбцию РЗЭ и примесей с насыщенной смолы. Десорбцию проводили в статических условиях, в пачуках, $V_{CM}:V_P$ = 1: 10, τ = 24 час; t = 30^0C.

Концентрация азотной кислоты существенно влияет как на десорбцию примесей, так и на десорбцию РЗЭ. Однако при относительно низкой концентрации азотной кислоты, равной 22,5 г/л, основные примеси металлов десорбируются значительно эффективнее, чем РЗЭ, что может быть использовано для их отделения РЗЭ от основной массы примесей на операции десорбции.

Если при повышении концентрации HNO_3 с 22,5 до 180 г/л, концентрация церия в десорбате увеличивается в 25 раз, иттрия – в 14,5 раз, лантана – в 29 раз и неодима – в 22,7 раза, то концентрация железа – в 3 раза, алюминия – в 3,5 раза, кальция – в 1,5 раза и магния – в 1,8 раза. Это обстоятельство может служить для отделения основной части примесей на десорбции: на первой стадии десорбировать примеси и частично РЗЭ раствором 22,5 г/л HNO_3, на второй стадии десорбции десорбировать РЗЭ и остатки примесей раствором 180 г/л HNO_3.

Для подтверждения полученных результатов провели десорбцию РЗЭ и примесей в две стадии в динамическом режиме. Для десорбции использовали насыщенную смолу (табл. 3). Условия десорбции в колонке: V_{CM} = 100 мл, t = 30^0C; V_P/V_{CM} =10 (V_P = 1000мл); q = 1 V_P/V_{CM}·час (100 мл/час). При осуществлении первой стадии десорбции концентрация основных примесей металлов, особенно кальция и магния, во втором десорбате существенно снижается. Соответственно резко снижается массовое отношение этих примесей к РЗЭ. Например, если проводить коллективную десорбцию в одну стадию раствором 180 г/л HNO_3, то массовое соотношение составит: Ca/Ce = 1837/50 = 36,7. Если проводить десорбцию в две стадии, то массовое отношение в товарном десорбате составит: Ca/Ce = 587/47,8 = 12,3.

Таблица 3

Результаты по десорбции примесей металлов и РЗЭ на первой стадии в динамическом режиме

Концентрация HNO_3, г/л	Концентрация примесей в десорбате, мг/л					
	e	l	a	g	i	[illegible]
22,5	720	160	364	37	[illegible]	9
Концентрация HNO_3, г/л	Концентрация РЗЭ в десорбате, мг/л					
		e	a	d	d	b
22,5	,86	,1	,8	,2	,75	,2

Для осаждения РЗЭ из азотнокислых десорбатов был выбран оксалатный метод. Однако влияния pH осаждения на полноту выделения из растворов оксалатов РЗЭ. Для уточнения этого вопроса был наработан товарный десорбат по схеме двухстадийной десорбции. Осаждение РЗЭ проводили раствором щавелевой кислоты с концентрацией 100 г/л $H_2C_2O_4$. Расход раствора щавелевой кислоты составил 100 мл/л. После дозирования щавелевой кислоты в азотнокислый десорбат проводили нейтрализацию раствора концентрированным аммиаком (250 г/л NH_4OH) в первом случае до pH = 2,2-2,3, во втором – до pH = 2,5-2,7.

После нейтрализации раствора проводили перемешивание полученной суспензии в течение 5-6 ч при температуре 50-60^0C, с целью получения крупного, хорошо фильтрующегося осадка оксалатов. Осадок отфильтровывали на фильтре.

Для очистки чернового концентрата РЗЭ от окиси кальция использовали водные растворы NH_4Cl и NH_4NO_3.

Химизм процесса растворения оксида кальция можно представить следующими реакциями:

$$CaO+2NH_4Cl \rightarrow CaCl_2+2NH_3+H_2O;$$

$$CaO+2NH_4NO_3 \rightarrow Ca(NO_3)_2+2NH_3+H_2O$$

Отмывку огарка РЗЭ от примесей проводили с использованием 20% -ных растворов хлорида и нитрата аммония, при перемешивании, Т : Ж = 1 : 10, в течение 6 ч. Осадок отфильтровывали, промывали водой на фильтре при соотношении Т : Ж = 1 : 20÷30, и сушили в сушильном шкафу при температуре 95-100^{0}С до постоянного веса. Высушенный осадок прокаливали при температуре 900-950^{0}С в течение 2 ч. Результаты по содержанию окислов РЗЭ и примесей в исходном черновом концентрате и в концентрате после отмывки представлены в табл. 4.

Как видно из результатов табл. 4, в результате отмывки чернового концентрата окислов РЗЭ растворами хлорида и нитрата аммония содержание окислов РЗЭ возросло с 6,6% до 30,2% и 31,1% соответственно, при этом содержание окиси кальция снизилось с 52,3% до 22,9% и 21,4% соответственно.

Таблица 4

Состав чернового концентрата окислов РЗЭ до и после отмывки

Окислы РЗЭ и примесей	Содержание (%) в продуктах		
	Исходный черновой концентрат РЗЭ	После промывки раствором NH_4Cl	После промывки раствором NH_4NO_3
La_2O_3	1,43	4,98	4,27
Ce_2O_3	2,58	15,0	16,1
Nd_2O_3	1,16	4,27	4,8
Sm_2O_3	0,18	0,79	0,72
Gd_2O_3	0,24	0,74	0,69
Tb_2O_3	0,028	0,13	0,17
Dy_2O_3	0,1	0,42	0,39
Ho_2O_3	0,024	0,12	0,11
Er_2O_3	0,056	0,27	0,31
Tm_2O_3	<0,017	0,057	0,063
Y_2O_3	0,8	3,47	3,52
$\sum Ln_2O_3$, %	6,6	30,2	31,1
CaO	52,3	22,9	21,4
Al_2O_3	7,9	4,9	4,7
Fe_2O_3	0,61	10,3	10,6
MgO	0,31	0,8	1,3

Выводы

Получены лабораторные образцы концентратов РЗЭ в виде оксидов, гидроксидов, оксалатов и карбонатов РЗЭ. Подтверждено качество образцов по химическому составу, удельной эффективной активности и соответствуют требованиям СанПиН 0193-06 Республики Узбекистан, а именно – очищены от основных примесей и радионуклидов;

Библиография

1. Санкулов К., Петухов О.Ф., Шарафутдинов У.З. Редкие металлы – инновационный ресурс НГМК // Горный вестник Узбекистана. – Навои, 2018. – №4. – С. 57-61.
2. Санкулов К., Петухов О.Ф., Шарафутдинов У.З. Извлечение ванадия и урана из упорных руд черносланцевого типа // Цветные металлы – Москва, 2019. -№10. – С. 46-49.
3. Санкулов К., Петухов О.Ф., Курбанов М.А., Шарафутдинов У.З. Сравнительное изучение современных сильноасновных анионитов для сорбции урана // Горный вестник Узбекистана. – Навои, 2019. – №4. – С. 45-48.
4. Петухов О.Ф., Рузиев Б.Т., Курбанов М.А., Шарафутдинов У.З. Выделение церия из концентрата редкоземельных металлов методом растворения-осаждения // Горный вестник Узбекистана. – Навои, 2021. – №3. – С. 49-51.

Совершенствование технологии герметизации стволов при проходке кейль-кранцем

Яковлев И. В.*(МГРИ, yakovlev-il@mail.ru), соавтор Иляхин С.В. (МГРИ, isv11@mail.ru), соавтор Брюховецкий О.С. (МГРИ, bos.rggru@mail.ru)

Аннотация

На сегодняшний день одним из главных и основных условий безопасной разработки калийных месторождений является обеспечение полной гидроизоляции всех горных выработок от проникновения рассолов с вышележащих водоносных горизонтов. Прорыв пресных подземных вод в рудник могут привести к затоплению рудника. Этим обусловили применение специальных способов проходки шахтных стволов с использованием чугунной тюбинговой крепи в интервале пересечения стволом обводнённых горных пород. С целью исключения возможного проникновения подземных вод в соляные пласты при строительстве шахтных стволов на Верхнекамском месторождении предусматривают возведение специальных гидроизоляционных устройств - кейль-кранцев. Статья посвящена совершенствованию технологии герметизации стволов с использованием кейль-кранцев.

Ключевые слова

Соляные породы, обводнённость, герметизация, ствол, кейль-кранц, проходка.

Теория

В отечественной практике для герметизации при сооружении шахтных стволов применяются следующие способы:

1. Герметизация шахтного ствола цементным раствором - после временного придания грунтам прочности и предотвращения притока в выработку воды методом замораживания производится разработка грунта с закреплением ствола чугунными тюбингами, после чего за тюбинговое пространство нагнетается цементный раствор.

2. *Герметизация шахтного ствола цементным раствором и жидкого стекла* - последовательность работ точно такая же, как и герметизации цементным раствором только помимо цемента в специальные отверстия тюбингов под давлением нагнеталась смесь из цемента, воды и жидкого стекла, которая проникает в трещины пород и уменьшает поступление грунтовой воды к крепи стволов

3. Герметизация шахтного ствола с помощью тампонажа полимерами - Последовательность работ точно такая же, как и герметизации цементным раствором, только сам цементный раствор заменен на полимерный материал. При нагнетании материал легко проникает в мельчайшие трещины и пустоты по всей окружности ствола, вытесняет из них воду и, расширяясь, заполняет их своим эластичным составом. Кроме того, оборудование, применяемое при нагнетании полимеров, более компактное, что позволяет совмещать часть проводимых в стволе операций и сократить время на выполнение всего комплекса работ.

4. *Герметизация шахтного ствола с химическим инъекционным материалом* - Сначала осуществлялось инъектирование всей тюбинговой колонны сверху вниз цементной суспензией. С помощью этого удалось приблизительно вполовину уменьшить приток воды в ствол. На втором этапе колонна тюбинговой крепи дополнительно инъектировалась снизу-вверх материалом NOH2O (SCEM 66). Для определения оптимального плана бурильных и тампонажных работ требуется проводить инъекцирование проникающим красящим веществом. В центре на каждом третьем тюбинге были сделаны тампонажные скважины, которые должны были проходить через горизонтальные воздухоотводные отверстия и – по возможности – отверстия для заполнения затюбингового пространства, расположенные в направлении к низу под углом 45°. Применение жидкого стекла, полимеров или химических инъекций позволяет предотвратить проникновение воды сквозь тело бетона даже при наличии высокого гидростатического давления. Применение этих материалов позволяет повысить показатели водонепроницаемости, прочности, морозостойкости бетона.

Технология герметизации ствола с использованием кейлькранца заключается в следующем. Подавляющее большинство гидроизоляционных устройств, выполненных в стволах калийных и соляных рудников нашей страны, имеют клиновой замок с деревянной расклинкой, выполненный в зазоре между наружной частью кольца опорных тюбингов и окружающей породной стенкой [1]. Это устройство носит название традиционный кейлькранц. В зоне контакта соляных пород и водоносных горизонтов вокруг ствола сделают "пробку" из дерева, которое также при контакте с водой расширяется, а от соли становится только прочнее. Существует так же и химический кейлькранц кольцевое уплотнение. Пространство между соляным массивом и тюбингами заполнят резино-полимерной массой, которая обладает высокой адгезией (сцепление, прилипание), а при контакте с водой расширяется, создавая надежный гидроизоляционный замок. Кейлькранец является основанием тюбинговой колонны (рис.1).

Conclusion

The practical application of data analysis and AI application to tackle geological interpretation challenges was described in this work. Vsh is predicted using an ANN model based on longitudinal wave velocity, gamma ray, density, and magnetic susceptibility. Because the ANN model outperforms other traditional methods, it can be recommended as an effective and appropriate method for determining the volume of shale contained in formation in the East Sea region. Future work should include adding data from other wells to the ANN model to improve its accuracy.

References

1. Bosch, D., Ledo, J., and Queralt, P., (2013), Fuzzy Logic Determination of Lithologies from Well Log Data: Application to the KTB Project Data set (Germany). *Surveys in Geophysic* 34(4), 413-439.

2. Braitenberg, C., Wienecke, S., and Wang, Y., (2006), Basement structures from satellite-derived gravity field: South China Sea ridge. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* B5 (111).

3. Dekkers, M. J., Heslop, D., Herrero-Bervera, E., Acton, G., and Krasa, D., (2014), Insights into magmatic processes and hydrothermal alteration of in situ superfast spreading

ocean crust at ODP/IODP site 1256 from a cluster analysis of rock magnetic properties. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 8(15), 3430-3447.

4. Ding, W., Li, J., and Clift, P. D., (2016), Spreading dynamics and sedimentary process of the Southwest Sub-basin, South China Sea: Constraints from multi-channel seismic data and IODP Expedition 349. *Journal of Asian Earth Sciences* 115, 97-113.

5. Clavier, C., Hoyle, W.R., Meunier, D., (1971), Quantitative interpretation of TDT logs: Parts I and II. *J. Pet. Technol.* 23, 743 -763

6. Gozzard, S., Kusznir, N., Franke, D., Cullen, A., Reemst, P., and Henstra, G., (2018), South China Sea crustal thickness and oceanic lithosphere distribution from satellite gravity inversion. *Petroleum Geoscience* 25, 112 - 128

7. Huang, W., and Wang, P., (2006), Sediment mass and distribution in the South China Sea since the Oligocene. *Science in China Series DEarth Sciences* 11(49), 1147-1155.

8. Saumen Maiti., Ram Krishna Tiwari and Hans-Joachim K¨umpel., (2007), Neural network modelling and classification of lithofacies using well log data: a case study from KTB borehole site. *Geophysical Journal International* 169, 733 - 746.

9. Selesnick, I.W., & Burrus, C.S, (1998), Generalized digital Butterworth filter design. *IEEE Transactions on Signal Processing*, *46*(6), 1688-1694.

10. Steiber, R.G., 1973, Optimization of shale volumes in open hole logs. *J. Pet. Technol*. 31, 147 – 162.

11. Wu, H., Shi, M., Zhao, X., Huang, B., Zhang, S., Li, H., Yang, T., and Lin, C., (2017), Magnetostratigraphy of ODP Site 1143 in the South China Sea since the Early Pliocene. *Marine Geology* 394, 133-142.

Секция «Математическое моделирование и разведочная геофизика»

Анализ закономерностей пространственно-временных вариаций температуры и термоградиента в выстаивающихся скважинах

Бабич Е.А. (Сколковский институт науки и технологий, Evgeniya.Babich@skoltech.ru)

Аннотация

Приведены результаты анализа данных скважинной термометрии, проведенной для экспериментальных оценок тепловых потоков в скважине Баженовская-1 параметрическая (глубина 3208 м, Западная Сибирь) и двух поисково-оценочных нефтяных скважинах (с глубинами более 3,5 км) Оренбургской области. Разработана методика метрологического анализа качества измерений температуры с оценкой случайных погрешностей измерений температуры и термоградиента и тепловой инерционности термозонда при его спуске и подъеме. Сформулированы требования к качеству измерений температуры для надежной регистрации детальных вертикальных вариаций теплового потока. Разработан и применен усовершенствованный алгоритм оценки равновесной температуры и градиента температуры, необходимых для получения надежных данных о глубинном тепловом потоке.

Ключевые слова

Температура, градиент температуры, погрешности измерений, пространственно-временные вариации, тепловой поток

Источники финансирования

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2020-119 в рамках программы развития НЦМУ.

Теория

Результаты измерений температуры в скважинах необходимы для оценки равновесного градиента температуры в различных интервалах глубин, которые, вместе с результатами определений теплопроводности на керне, шламе или по данным ГИС, позволяют определить детальные вертикальные вариации кондуктивной компоненты теплового потока и определить его глубинное значение [1, 2].

Измерения температуры вдоль поисково-оценочной скважины глубиной 3536 м, пробуренной на одном из нефтяных месторождений Оренбургской области, представляют собой уникальный эксперимент, так как в процессе выстойки скважины проводили непрерывную регистрацию температуры вдоль скважины при спуске и подъеме термозонда для 7 разных дат с возрастающим интервалом между ними от 2 до 186 дней. Использование результатов эксперимента и формирование надежных данных для оценок глубинного теплового потока требуют надежных метрологических оценок качества скважинной термометрии. Нами разработана специальная методика для анализа качества данных термометрии для скважинных условий. Данный анализ должен являться обязательным этапом любых экспериментальных исследований для оценки допускаемых

неопределенностей в получаемых данных о равновесном градиенте температуры, необходимых для определения теплового потока [1, 4].

Данные о систематической погрешности измерений температуры в скважине, при условии стабильности погрешности в течение одного процесса термометрических измерений при спуске и подъеме термозонда, имеют не столь важное значение при определении интервальных значений теплового потока, так как эта погрешность практически не влияет на качество оценок градиента температуры при любой протяженности рассматриваемых интервалов глубин. В то же время надежная оценка случайной погрешности температуры в скважине для выбираемых интервалов глубин необходима, так как этот параметр прямо влияет на погрешность определения градиента температуры, а, следовательно, и на погрешность определения теплового потока в изучаемых интервалах глубин.

В рамках разработанной методики анализа качества данных скважинной термометрии выбирают участки термограмм для интервалов глубин длиной 2 – 10 м с монотонным изменением температуры, для которых определяют наиболее адекватное уравнение регрессии, связывающее температуру и глубину. Для каждой глубины с измеренной температурой определяют случайное расхождение результата измерений и значения температуры, вычисляемого по уравнению регрессии. Далее оценивают среднеквадратическое отклонение для установленных расхождений и с учетом коэффициента Стьюдента, соответствующего числу измерений температуры в анализируемом интервале глубин и выбранной доверительной вероятности 0,95, определяют доверительный интервал случайных отклонений результатов измерений температуры от уравнения ее закономерного изменения. Данная методика позволяет оценить качество измерений в реальных скважинных условиях.

По полученным данным было установлено, что средняя абсолютная случайная погрешность для разных интервалов глубин данной скважины и дат измерений составляет ±4,1 мК (при доверительной вероятности 0,95) при среднеквадратическом отклонении 0,6 мК. Данная методика была применена для двух других скважин. Установлено, что качество измерений температуры в Баженовской скважине для разных дат измерений существенно нестабильно. Средняя абсолютная случайная погрешность для разных интервалов глубин и дат измерений составляет ±7,8 мК (при доверительной вероятности 0,95) при среднеквадратическом отклонении 4,9 мК. Применение данной методики для другой скважины, пробуренной в Оренбургской области, показало, что средняя абсолютная случайная погрешность для разных интервалов глубин и дат измерений в этом случае составила ±2,3 мК (при доверительной вероятности 0,95).

Анализ показывает, что определение термоградиента с допустимой погрешностью не более ±5% при случайной погрешности измерений температуры ±4,1 мК (скважина 1) обеспечивается для интервалов глубин протяженностью не менее 6 – 8 м. При случайной погрешности измерений температуры ±2,3 мК (скважина 3) минимальная допустимая протяженность интервалов глубин составляет 4 – 6 м.

Оценка тепловой инерционности прибора необходима для корректной привязки результатов измерений теплопроводности на керне к интервальным данным о термоградиенте при регистрации возможно более детальных вертикальных вариаций теплового потока. Результаты термометрии для первой из скважин показали значительный относительный сдвиг термограмм (средний сдвиг относительно реальной

термограммы составил 3,6 м при диапазоне сдвига 2,8 – 6,4 м, средняя разница температур при таком сдвиге составила 90 мК при диапазоне сдвига 15 – 278 мК), фиксируемых при подъеме и спуске зонда. Время задержки реакции термозонда определяли как величину пространственного сдвига, деленную на скорость движения термозонда (при всех измерениях составляла 600 м/час). Существенные пространственно-временные вариации этого сдвига свидетельствуют о том, что аппаратура, применявшаяся для измерений температуры, характеризуется существенной неконтролируемой нестабильностью тепловой инерционности, которая не только недопустимо изменяется от измерения к измерению, но и выходит за допустимые рамки даже в течение одного спуска или подъема прибора. Предложенный подход к контролю инерционности термозондов в процессе измерений и его внедрение в практику скважинной термометрии обеспечивает повышение детальности регистрации вертикальных вариаций теплового потока.

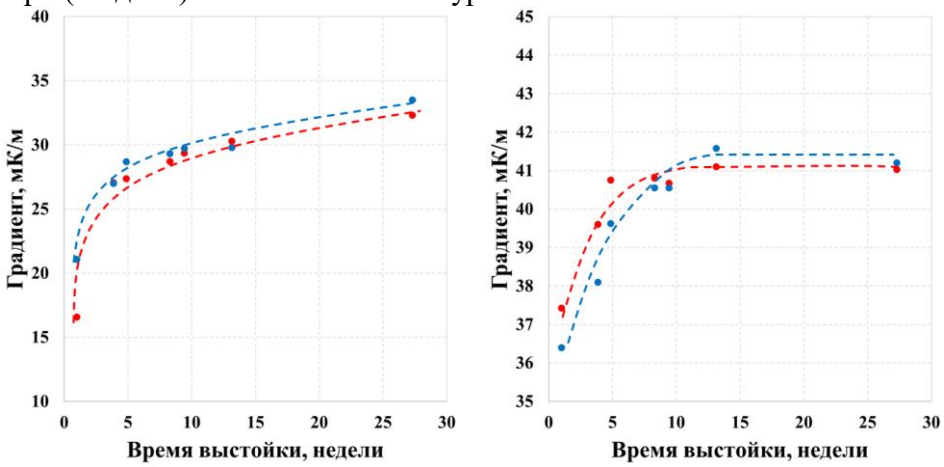
Для регистрации вариаций градиента температуры вдоль скважины проанализированы пять возможных подходов к обработке результатов измерений температуры: определение градиента температуры по данным о температуре на концах целевых интервалов глубин; определение градиента температуры для каждого интервала отбора керна методом наименьших квадратов по линейной зависимости температуры от глубины в пределах каждого интервала; расчет градиента для каждого скользящего интервала глубин в 10, 20 м и 30 м со сдвигом интервала каждый раз на 10 см с усреднением результатов в каждом интервале отбора керна. При сравнении результатов расчёта градиента температуры различными методами в большинстве интервалов глубин наблюдаются незначительные вариации градиента температуры в зависимости от выбранного метода расчёта, поэтому для итогового расчета теплового потока был выбран средний градиент по всем методам для каждого выбранного интервала.

Разработанные методики метрологического анализа применены для оценки случайных погрешностей измерений температуры. Это позволило оценить погрешности определений градиента температуры и сформулировать требования к качеству измерений температуры для надежной регистрации детальных вертикальных вариаций теплового потока.

На рисунке 1 приведены результаты анализа вариаций градиента температуры в зависимости от времени выстойки скважины на примере двух интервалов глубин. Как следует из рисунка 1, для верхней части скважины (в области глубин 1,8 км) стабилизация градиента температуры продолжается длительное время, в то время как в нижней части скважины (в области глубин 2,8 км) отчетливо наблюдается быстрая стабилизация градиента температуры до его равновесных значений. Анализ поведения термоградиента, выполненный в общей сложности для 15 интервалов глубин данной скважины, подтвердил эту закономерность и показал, что для нижней части скважины, наиболее важной для оценки глубинного теплового потока, происходит достаточно быстрая стабилизация термоградиента с достижением его равновесных значений уже к 5-й неделе выстойки.

Данные о достаточно быстрой стабилизации термоградиента в нижней части скважины после завершения бурения и достижение термоградиентом равновесных значений подтверждают результаты геотермических исследований в Воротиловской глубокой научной скважине [3], где также было показано, что равновесные значения

термоградиента для нижних участков скважины (ниже 4000 м) устанавливаются достаточно быстро (25 дней) после окончания бурения.



а *б*

Рисунок 1. *Изменения градиента температуры в процессе выстойки скважины 1. а – данные для 20-метрового интервала на глубине около 1,8 км, б – данные для 40-метрового интервала на глубине около 2,8 км. Красные точки – данные, полученные при спуске прибора; синие точки – данные, полученные при подъеме прибора.*

Выводы

1. Современные требования к качеству определения теплового потока с регистрацией его детальных вертикальных вариаций обусловливают необходимость повышения качества измерений температуры в скважинах с оценкой метрологических характеристик термометрической аппаратуры в скважинных условиях, включая данные о тепловой инерционности термозондов.

2. Равновесные значения градиента температуры для нижних интервалов глубин бурения скважин, необходимые для определения кондуктивной компоненты глубинного теплового потока, достигаются достаточно быстро - за первые недели выстойки скважин.

Благодарности

Автор благодарит проф., д.ф.-м.н. Попова Ю.А. и вед. н. с., к.т.н. Чехонина Е.М. за научное руководство и организации ООО «Газпромнефть – Технологические партнёрства», АО «НПЦ «Недра» и ООО «Газпромнефть НТЦ» за предоставленные результаты скважинной термометрии.

Библиография

1. Haenel, R., Stegena, L., Rybach, L. (Eds.) (1988). Handbook of Terrestrial Heat-Flow Density Determination with Guidelines and Recommendations of the International Heat Flow Commission. Kluwer Acad. Publ., 486 pages.

2. Popov, Y., Pevzner, S., Pimenov, V. Romushkevich, R. (1999). New geothermal data from the Kola superdeep well SG-3. Tectonophysics, 306, 343-366.

3. Popov, Y., Pimenov, V., Pevzner, L., Romushkevich, R., & Popov, E. (1998). Geothermal characteristics of the Vorotilovo deep borehole drilled into the Puchezh-Katunk impact structure. Tectonophysics, 291(1–4). https://doi.org/10.1016/S0040-1951(98)00041-9.

4. Prensky, S. (1992). Temperature Measurements in Boreholes - An Overview of Engineering and Scientific Applications. The Log Analyst, 33(03).

Разработка геофизического прибора нейтронного каротажа с аппаратурой для возбуждения и остановки реакции синтеза «NeoTron»

Бойко А.М.* (МГРИ, anna.maksimovna.b@gmail.com)
Соловьев Н.В. (МГРИ, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова К.О. (МГРИ, sherbakovak@mgri.ru), Овезов Б.А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

В данной статье рассматривается разработка NeoTron, которая направлена на модернизацию источника реакции для геофизических исследований скважин. Идея разработки заключается в наличии в приборе аппаратуры, которая будет способна инициировать и останавливать синтез нейтронов

Ключевые слова

Бурение; каротаж; экология; нейтронный источник.

Теория

Цель: усовершенствование производственной технологии – источника нейтронов модуля, который определяет степень пористости пласта, контролирующего то радиоактивное излучение, необходимое для измерения пористости пласта горной породы, являющейся коллектором флюидов нефти.

Данная разработка позволит избежать опасных ситуаций при использовании источника, его транспортировке и при его утрате в скважине.

Назначение научно-технического продукта состоит в том, что источник в данной конструкции исследует и передает информацию об уровне пористости пласта, после процесса бурения гидравлическими забойными двигателями и передачи информации материнской телесистеме, с применением контролируемого радиоактивного излучения.

При исследовании скважин существует множество самых разнообразных проблем: смятие, разрывы, обрывы или поломки вследствие скручивания труб, буровые долота могут разбиваться, замковые соединения могут отвинчиваться от колонны труб и сами трубы могут часто застревать в скважине. Последнее - самый распространенный вид аварии во время ГИС.

Наличие радиоактивных химических источников случае аварии создает опаснейшую ситуацию – радиоактивное захоронение. Также необходимо использование защитного корпуса в любое время при загрузке и разгрузке источника. Создается угроза для здоровья работников, находящихся в непосредственной близости к источнику излучения [7].

Буровые компании на постоянной основе несут огромные убытки по причине прихвата бурильного инструмента:

- Трата времени на его ликвидацию;
- Потеря части бурильной колонны;
- Необходимость бурения бокового в обход, оставленного в скважине;
- Потеря скважины.

В нейтронном каротаже есть три процесса, представляющие интерес: эмиссия нейтронов, рассеяние нейтронов и поглощение нейтронов. Нейтронный инструмент испускает нейтроны высокой энергии (4,5 МэВ) из радиоактивного источника. Они двигаются очень быстро, и их энергия связана с их скоростью. Они называются быстрыми нейтронами. Источники нейтронов, используемые в каротаже, представляют собой смесь двух элементов (i) источника альфа-излучения, такого как радий, плутоний или америций, и (ii) бериллия-9. Альфа-частицы из радия, плутония или америция взаимодействуют с бериллием-9 в атомной реакции, которая производит углерод-12, быстрый нейтрон и гамма-лучи. Быстрые нейтроны взаимодействуют с ядрами атомов внутри образования. Взаимодействие представляет собой форму упругого рассеяния с участием нейтрально заряженного нейтрона и неподвижного положительно заряженного ядра. При каждом взаимодействии (столкновении) нейтрон теряет некоторую энергию и замедляется, а ядро атома в формирующемся материале приобретает энергию. Такие столкновения происходят с ядрами ВСЕХ элементов. Однако процесс передачи энергии (то есть потери энергии от нейтрона) наиболее эффективен, когда массы нейтрона и ядра одинаковы и становятся гораздо менее эффективными, когда ядра формирующего материала более массивны, чем нейтрон. Нейтрон имеет примерно ту же массу, что и ядра водорода (самый легкий элемент). Следовательно, нейтроны теряют энергию за счет упругого рассеяния наиболее эффективно при взаимодействии с ядрами водорода и гораздо менее эффективно при взаимодействии с более массивными ядрами, такими как кремний или кислород.

Первоначально быстрые нейтроны (>0,5 МэВ) быстро теряют свою энергию и становятся медленнее, проходя через стадии, называемые промежуточными нейтронами (102 – 105 эВ), эпитермальные нейтроны (от 0,1 до 100 эВ) и, наконец, тепловые нейтроны (<0,1 эВ). В твердых материалах, содержащих умеренное количество элементов с низкой атомной массой, этот процесс может происходить очень быстро для данного нейтрона (порядка микросекунд). Однако время, необходимое для замедления до заданной энергии, будет варьироваться от нейтрона к нейтрону в зависимости от случайных столкновений с ядрами. Тепловые нейтроны называются так потому, что они имеют энергии, являющиеся теми, которые частица имеет в результате ее существования при комнатной температуре. Другими словами, они имеют только малые энергии, связанные со случайным кинетическим движением, связанным с комнатной температурой. Когда нейтроны достигают эпитермальной или тепловой энергии, столкновения происходят гораздо реже, потому что нейтроны движутся от ядра к ядру гораздо медленнее. В течение нескольких микросекунд после воздействия источника быстрых нейтронов образование замедляет поступление нейтронов до эпитермального и теплового уровней, и облако этих тепловых нейтронов существует в образовании, окружающем источник. Столкновения продолжаются, что приводит к незначительным

дальнейшим потерям энергии и медленной диффузии тепловых нейтронов из зоны вокруг детектора. Во время этого процесса нейтроны поглощаются ядрами образования. Тепловые (и в некоторой степени эпитермальные) нейтроны могут поглощаться ядрами образующихся атомов. Эффективность поглощения нейтронов варьируется от элемента к элементу. Единственными элементами, которые проявляют значительное поглощение нейтронов и существуют в разумных количествах в горных породах, являются водород и хлор. В нейтронном каротаже детекторы измеряют эпитермальные нейтроны, некоторые тепловые нейтроны и некоторые гамма-лучи, испускаемые при поглощении нейтрона.

Чем меньше тепловых нейтронов возвращается в детектор, тем большее количество водорода находится в горной породе. Чем выше водородный индекс, тем выше пористость [1,2,5].

На рисунке 1 представлено схематическое изображение комплекса NeoTron. Цель разработки NeoTron — это постоянный контроль над процессом излучения нейтронов. Вылетевшая из америция альфа-частица попадает в бериллий, и он превращается в радиоактивный углерод, который избавляется от лишнего нейтрона. Таким образом на каждый миллион альфа-частиц, вылетевших из америция, получается всего 30 нейтронов. Свободные нейтроны не возникают естественным путем. Они образуются при бомбардировке атомов бериллия альфа-частицами из распадающегося америция, что делает источник опасным для человека и окружающей среды.

NeoTron производит в 10 раз больше нейтронов при втрое большей энергии химического источника.

Основные технические характеристики:

- Герметичный корпус высокого давления содержит 55 ГБК трития;
- Под давлением газа SF6 для предотвращения образования высоковольтной дуги;
- Генерирует ~108 нейтронов при ~ 14 МэВ.

Данное устройство позволяет минимизировать негативное воздействие на экологическую обстановку. Основные преимущества NeoTron – радиационная безопасность, высокое качество материала, отсутствие химического источника нейтронов, наличие импульсного режима работы нейтронного генератора, извлекаемый источник гамма-квантов [3,4,6].

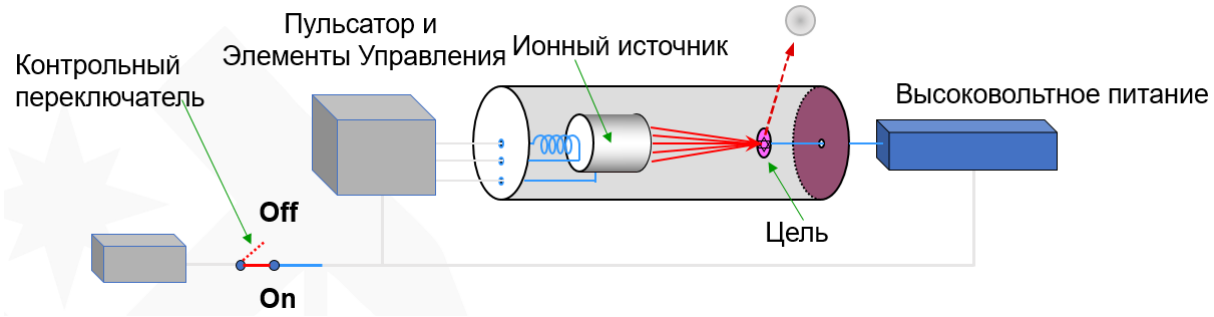


Рисунок 1. *Схематичное изображение комплекса NeoTron*

Выводы

На российском рынке не представлено ни одного вида прибора, имеющего функцию отключения питания, ведь при потере радиоактивного элемента конструкции радиоактивное загрязнение будет катастрофическим и отравлять окружающую среду на протяжении 500-600 лет. Данная доработка прибора избавит буровые компании от штрафов и административной ответственности. К тому же, с финансовой точки зрения, механизм не является сложным и, соответственно, дорогостоящим, но значительно облегчит эксплуатацию. Необходимость использования прибора доказана многочисленными исследованиями.

Благодарности

Я, Бойко Анна Максимовна, выражаю благодарность своему научному руководителю, Соловьеву Николаю Владимировичу, за помощь в развитии моего научного проекта; проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству, Машковой Анастасии Михайловне, за курирование и организацию работы центра MiT; советникам центра MiT, Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне, за поддержу и мотивацию быть лучшими из лучших.

Библиография

1. Арцыбашев В. А., Ядерно-геофизическая разведка, М., 1972;
2. Косков В. Н. Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. №4 (25).
3. Машкин К.А., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Гайнетдинов Р.Г., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Шабиев И.Х. Расширение области применения ядерно-геофизических методов в сложных геолого-технических условиях // Каротажник. 2012. № 4. С. 19-28;
4. Метрологическое обеспечение аппаратуры импульсного нейтронного каротажа при работе с каротажным кабелем длиной до 6 км. - В сб. "Разведочная геофизика", вып.107, 1988, с.134-140.
5. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, М., 1965;
6. Филиппов Е. М., Прикладная ядерная геофизика, М., 1973;
7. Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Лысенков А.И., Меркулов А.В. Применение технологий нейтронного каротажа скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Состояние и перспективы развития // Газовая промышленность. 2019. №S1 (782).

Using Artificial Neural Network to predict volume of shale from well logging data

Hong Duong Vu* (Hanoi University of Mining and Geology, vuhongduong@humg.edu.vn),
Tien Hung Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, nguyentienhung.dk@humg.edu.vn)

Abstract

Because shale affects to both porosity and permeability of the rock, it has a significant impact on reservoir quality. Shale comes in a variety of shapes and sizes, and it can be spread in the sand in four ways: laminated, structural, disseminated, or any combination of these. Each one has distinct characteristics and physical traits. As a result, estimating the volume of shale is one of the most significant and hardest tasks in the information evaluation process. There are many equations offered to compute shale volume from a Gamma-ray log, but none of them can be regarded the optimal method that can be used in all case studies. The goal of this research is to provide a new method for estimating shale volume using well-logging data. In order to estimate shale volume, gamma-ray and other logs were used as input data for an artificial neural network (ANN). The 1143 data set from the Ocean Drilling Program (ODP) in the East Sea was used to demonstrate this technique. When compared to core data, it can be shown that using multiple logs and ANN provides a better estimation than traditional techniques (more accurate and can reflect the trend of actual shale volume).

Keywords

Volume of shale, East Sea, ANN

Theory

The processing and analysis of geophysical data is frequently used to create submarine geological pictures [2, 4, 6, 7]. The marin geophysical data, on the other hand, is of low resolution and has non-unique solution effects. As a result, well-logging data is frequently used to calibrate the images [11] but it is frequently time-consuming, subjective and lacking in quantification. To address these issues, computational methods like as machine learning (ML) and artificial intelligence (AI) are increasingly being applied in data processing domains, including geophysical processing. Saumen Maiti et al [8], Bosch et al. [1], Dekkers et al. [3] has released a lot of paper on the use of these technologies to the analysis of well log data.

An ANN model was built in this study to predict Vsh using well logging data. The prediction result is compared to traditional approaches to demonstrate the model's effectiveness.

Traditionally, in most cases, estimating Vsh from the gamma-ray log is still the best option. The technique is simple and straightforward, and it is likely to produce acceptable outcomes. Clavier et al. [5] and Steiber [9] introduced two widely used equations:

$$Vsh_{Clavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - ((IGR + 0.7)^2)} \quad (1)$$

$$Vsh_{Stieber} = \frac{IGR}{3-2IGR} \quad (2)$$

To predict the volume of shale from well-logging data, an ANN network with a back-propagation training algorithm (BPNN) and logsig activation function was developed (figure 1). We used data from wells A and B to train the ANN model, then data from well C to assess

the prediction model's accuracy. Finally, the proposed ANN model was utilized to predict Vsh from well C input data, and the results were compared to the Clavier and Steiber models.

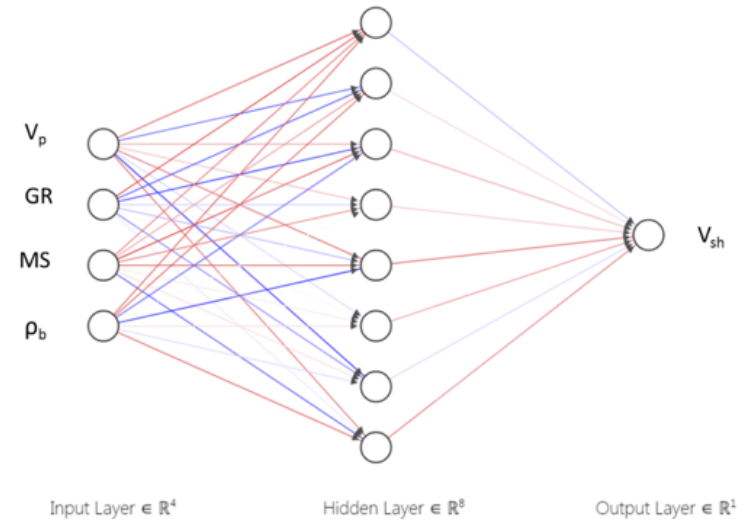


***Figure 1**: Model of ANN to predict Vsh.*

Before be used as input training, the dataset is processed and smoothed by a low-pass second-order Butterworth filter to reduce volatility and statistical noise [9]. The raw and smoothed Pwave velocity data of well A are shown in Figure 2.

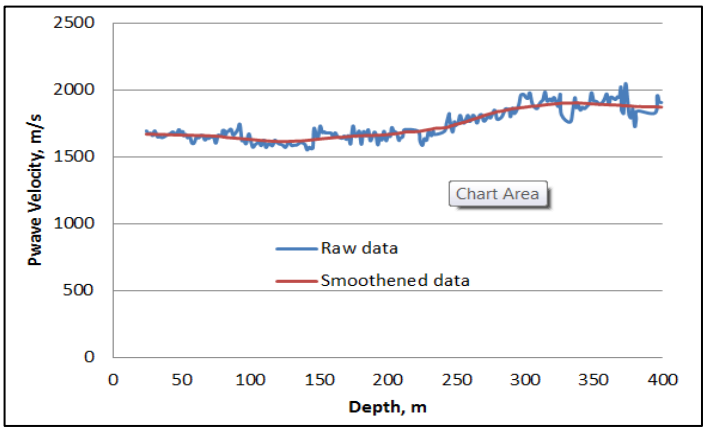


***Figure 2**: Pwave velocity smoothened*

Several logs are included in a training data set from two wells A and B: longitudinal wave velocity, gamma ray, density, magnetic susceptibility from well logging data, and shale volume from core data. This database is split into three sections: 70% of the sample is used to train the network, 15% is used for testing, and 15% is used to validate the network. P-wave velocity (m/hr), GR (API), Density (g / cc), and Magnetic susceptibility (SI) are the input variables, and the volume of shale is the output target of the ANN model. The error is traced by comparing the calculated output from ANN after a cycle (or iteration) with the actual output given in the sample dataset (Vsh of core), this error is used to adjust neurons weights. The root mean square, which acts as a metric to score the predictions of the ANN model with the expected result, demonstrates the correctness of the ANN model.

$$\mathrm{RMS}_{\mathrm{error}} = \sqrt{\frac{\sum \left(V_{sh_{predict}} - V_{sh_{actual}}\right)^2}{n}} \tag{3}$$

Choosing the number of neurons in the hidden layer is a difficult stage in model design, the number of neurons in the hidden layer should be carefully adjusted, since too many can cause overfitting, which causes the network to lose its generality. Different scenarios with varied numbers of neurons in the hidden layer were carried out in this study to discover the best number of hidden neurons, and their effect on the final prediction was tested.. We chose to employ 30 neurons in one hidden layer because the ANN model with 30 neurons in one hidden layer provides the best RMSE = 0.002 and R^2 = 0.956.

Results and discussions

The suggested ANN model was used to predict Vsh from well C input data, and its performance was compared to Clavier and Steiber models. Both RMSE and R^2 in Table 1 show that the ANN model predictions are substantially more accurate than the other two traditional models.

Table 1: Model performance comparison

	Model	**RMSE**	**R^2**
1	Clavier model	0.2616	0.022
2	Steiber model	0.29	0.019
3	ANN model	0.0037	0.92

The prediction Vsh from the ANN model reflects the pattern of actual Vsh, as seen in figures 3 and 4. Meanwhile, the Vsh estimated using the Clavier and Steiber equations fails to capture this trend and differs significantly from the actual Vsh. It can be argued that these traditionally predicted equations are typically proposed from limited data in specific research regions; as a result, when applied to other area with different geological attributes, the results are frequently erroneous.

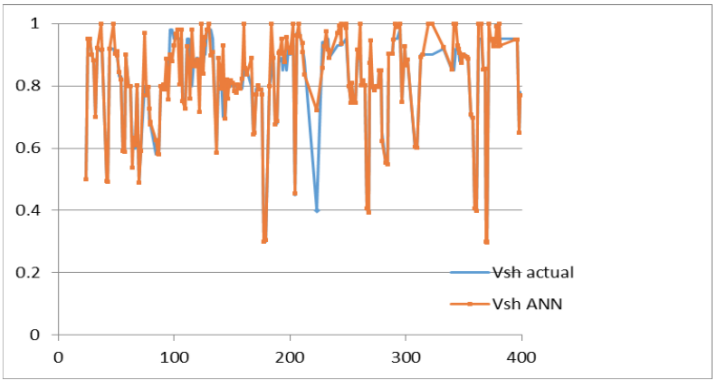


***Figure 3**: Well C_Vsh prediction by the ANN model*

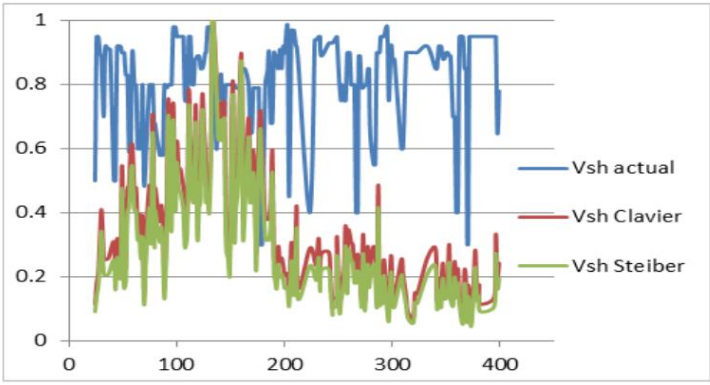


***Figure 4**: Well C_Vsh prediction by Clavier, Steiber model*

Conclusion

The practical application of data analysis and AI application to tackle geological interpretation challenges was described in this work. Vsh is predicted using an ANN model based on longitudinal wave velocity, gamma ray, density, and magnetic susceptibility. Because the ANN model outperforms other traditional methods, it can be recommended as an effective and appropriate method for determining the volume of shale contained in formation in the East Sea region. Future work should include adding data from other wells to the ANN model to improve its accuracy.

References

1. Bosch, D., Ledo, J., and Queralt, P., (2013), Fuzzy Logic Determination of Lithologies from Well Log Data: Application to the KTB Project Data set (Germany). *Surveys in Geophysic* 34(4), 413-439.

2. Braitenberg, C., Wienecke, S., and Wang, Y., (2006), Basement structures from satellite-derived gravity field: South China Sea ridge. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* B5 (111).

3. Dekkers, M. J., Heslop, D., Herrero-Bervera, E., Acton, G., and Krasa, D., (2014), Insights into magmatic processes and hydrothermal alteration of in situ superfast spreading ocean crust at ODP/IODP site 1256 from a cluster analysis of rock magnetic properties. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 8(15), 3430-3447.

4. Ding, W., Li, J., and Clift, P. D., (2016), Spreading dynamics and sedimentary process of the Southwest Sub-basin, South China Sea: Constraints from multi-channel seismic data and IODP Expedition 349. *Journal of Asian Earth Sciences* 115, 97-113.

5. Clavier, C., Hoyle, W.R., Meunier, D., (1971), Quantitative interpretation of TDT logs: Parts I and II. *J. Pet. Technol.* 23, 743 -763

6. Gozzard, S., Kusznir, N., Franke, D., Cullen, A., Reemst, P., and Henstra, G., (2018), South China Sea crustal thickness and oceanic lithosphere distribution from satellite gravity inversion. *Petroleum Geoscience* 25, 112 - 128

7. Huang, W., and Wang, P., (2006), Sediment mass and distribution in the South China Sea since the Oligocene. *Science in China Series DEarth Sciences* 11(49), 1147-1155.

8. Saumen Maiti., Ram Krishna Tiwari and Hans-Joachim K¨umpel., (2007), Neural network modelling and classification of lithofacies using well log data: a case study from KTB borehole site. *Geophysical Journal International* 169, 733 - 746.

9. Selesnick, I.W., & Burrus, C.S, (1998), Generalized digital Butterworth filter design. *IEEE Transactions on Signal Processing*, *46*(6), 1688-1694.

10. Steiber, R.G., 1973, Optimization of shale volumes in open hole logs. *J. Pet. Technol*. 31, 147 – 162.

11. Wu, H., Shi, M., Zhao, X., Huang, B., Zhang, S., Li, H., Yang, T., and Lin, C., (2017), Magnetostratigraphy of ODP Site 1143 in the South China Sea since the Early Pliocene. *Marine Geology* 394, 133-142.

PyMT: Open-Source Алгоритм решения одномерной прямой задачи МТЗ

Грибуль А.Э.* (МГРИ, GribulAE@gmail.com),
Оборнев Е. А. (МГРИ, o_ivano@mail.ru)

Аннотация

В данной работе исследуется адаптация и ускорение алгоритма решения прямой задачи МТЗ на модели Тихонова-Каньяра. Результатом исследовательской работы является библиотека на языке Python, позволяющая быстро решать одномерную задачу МТЗ для квази-двухмерного и квази-трехмерного приближения в моделировании.

Ключевые слова

Электроразведка, МТЗ, Python, прямая задача

Постановка задачи

Прямая задача МТЗ – это получение полей кажущегося сопротивления $\rho_{каж}$ и фазы импеданса φ, наблюдаемых на поверхности при заданной модели удельных сопротивлений $\rho_{уд}$.

В данной работе для моделирования используется модель Тихнова-Каньяра. В работах А.Н. Тихонова и Л. Каньяра Земля рассматривается как совокупность горизонтальных слоев различного сопротивления, причем сопротивление внутри каждого слоя полагается постоянным, а сопротивление верхнего полупространства (воздуха) считается бесконечным. Электромагнитное поле создается плоской волной, источники которой находятся в воздухе на высоте 100-300 км, причем фронт этой волны параллелен поверхности Земли. Поле во времени меняется по гармоническому закону.

Реализация алгоритма

За основу в данной работе был взят адаптированный алгоритм, предложенный в работе [1]. Модификации не влияют на скорость работы алгоритма, а заключаются ~~в~~ лишь в замене некоторых конструкций на аналогичные (например, цикл while может быть заменен на цикл for без изменения логики работы программы).

Проанализировав алгоритм, были выявлены основные узкие места, подлежащие оптимизации. Во-первых, вычисление вспомогательных переменных, не зависящих от периода, можно выполнить заранее, притом один раз. Во-вторых, данные вычисления можно векторизовать, например, с использованием библиотеки numpy [2]. В-третьих, алгоритм, в котором используется библиотека numpy можно JIT-компилировать с помощью библиотеки numba [3].

На рисунке 1 представлено схематическое изображение работы над оптимизацией алгоритма. Далее, в тексте алгоритмы будут именоваться согласно их версии (v1, v2 и v3 для базового алгоритма, модифицированного и векторизованного соответственно).

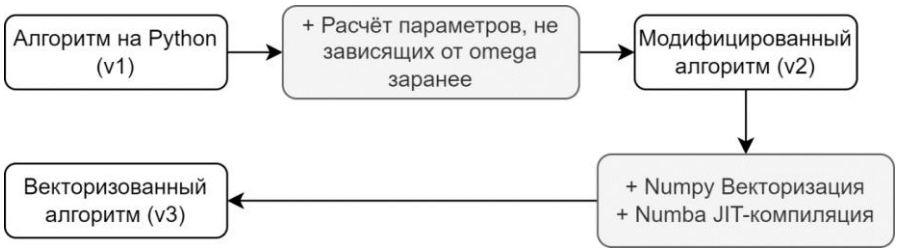


Рисунок 1. *Схематическое изображение работы над оптимизацией алгоритма.*

Тестирование алгоритма

Перед тестированием скорости работы алгоритма были выбраны несколько тестовых примеров. Так как скорость алгоритма зависит от двух параметров – количества частот (периодов) и количества слоев, именно их конфигурации было решено протестировать. На рисунке 2 приведен список примеров для тестирования. Параметры, задающие начальный период и геометрический шаг по ним остались неизменными, удельные сопротивления каждого слоя установлены как 1000 Ом * м, мощность – 500 м.

Номер примера	Количество частот	Количество слоев
1	4	2
2	16	2
3	64	2
4	4	8
5	4	16
6	64	16

Рисунок 2. *Конфигурация тестовых примеров.*

На рисунке 3 представлены результаты тестирования алгоритмов на скорость. Для тестирования использовались примеры, описанные на рисунке 3. Как видно, оптимизированная функция быстрее на ~10-20%, а векторизованная и JIT-компилированная функция быстрее в ~8-9 раз.

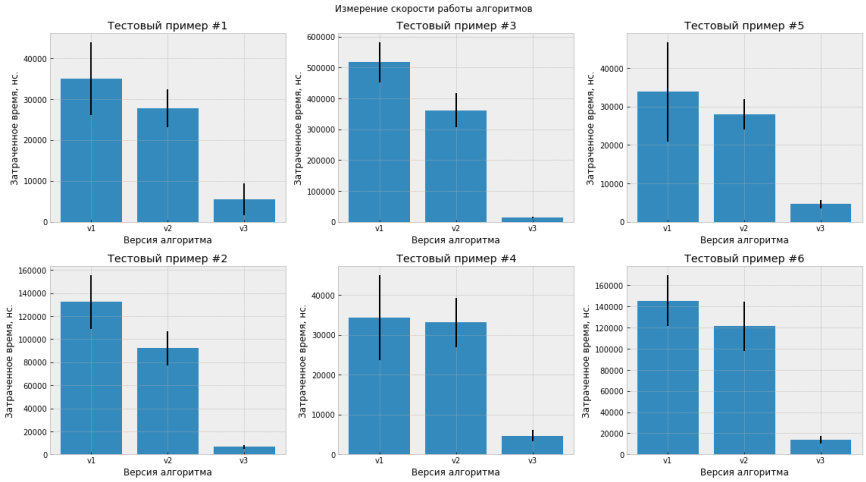


Рисунок 3. *Сравнение скорости работы алгоритмов на тестовых примерах, черная полоса – доверительный интервал, равный среднеквадратическому отклонению.*

На практике, часто бывает полезно иметь возможность решения двух-, и трехмерных задач МТЗ. К сожалению, для полноценного решения таких задач представленный в работе алгоритм не подходит. Однако, данный алгоритм подходит для решения квази-двумерной и квази-трехмерной задачи (т.е. допускается, что в точке n при решении 2D и 3D задачи выполняются условия модели Тихонова-Каньяра и среда в соседних точках профиля $n-1$ и $n+1$ так удалена, что не влияет на измерение поля в точке n).

Наиболее подходящим для решения подобных задач является алгоритм третьей версии, использующий векторизацию и JIT-компиляцию с помощью библиотеки numba. Проблема моделирования в квази-двумерном и квази-трехмерном приближении требует многократного вычисления одномерных задач (то есть использования алгоритма, описанного в этой работе), каждая из которых независима от остальных. Библиотека numba предоставляет возможность параллелизации подобных вычислений.

На рисунке 4 представлено тестирование трех способов решения квази-двумерной задачи. Первый способ – использование оптимизированного алгоритма (v2), для расчёта прямой задачи в цикле. Второй способ – использование векторизованного алгоритма (v3) для расчёта прямой задачи в цикле. Третий способ – параллельный расчёт прямой задачи с помощью векторизованного алгоритма (v3). Для тестирования были взяты следующие параметры: 8 слоев, 32 частоты, количество точек в двумерном профиле – 64 штуки. По результатам тестирования параллельный вариант алгоритма работает в ~5 раз быстрее JIT-компилированного и использующего цикл алгоритма, и в ~50 раз быстрее оптимизированного алгоритма, использующего цикл.

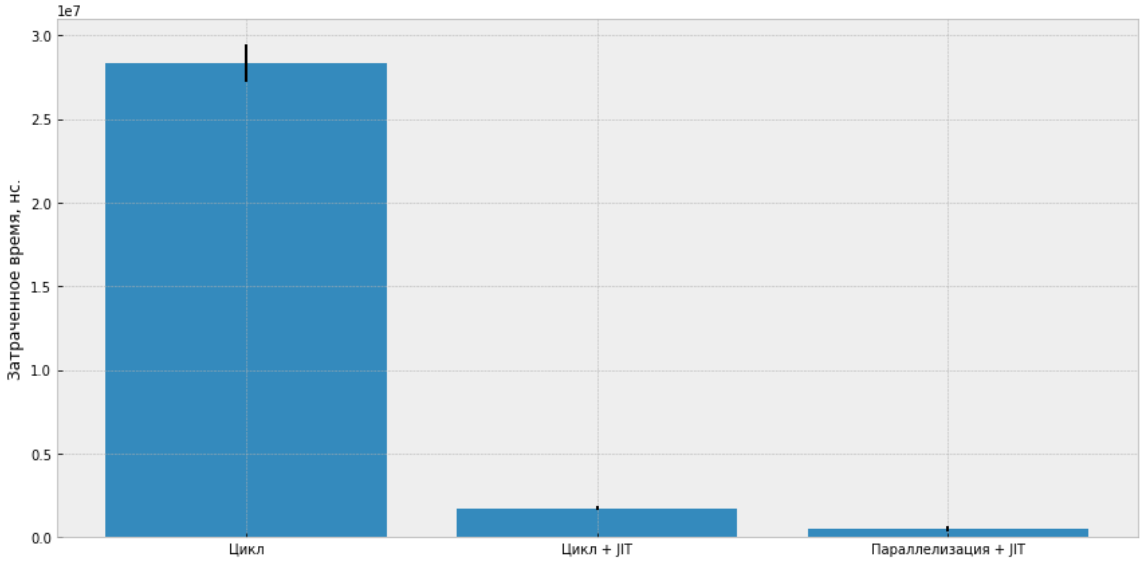


Рисунок 4. *Сравнение скорости работы алгоритмов при решении квази-двумерной задачи. Высота столбца – среднее значение времени, посчитанное по 500 запускам функции, черная полоса – доверительный интервал, равный среднеквадратическому отклонению.*

Также было проведено сравнение скорости работы параллельного векторизованного JIT-компилированного алгоритма с однопоточным векторизованным JIT-компилированным алгоритмом. На рисунке 7 показан график отношения скорости первого алгоритма к скорости второго. Как видно по данному рисунку, параллельный

алгоритм быстрее в ~7-15 раз, причем ускорение сильно зависит от длины входного профиля, достигая максимума в ~256 точках, и выходя на асимптоту в ~7.5 раза в ~2000 точек.

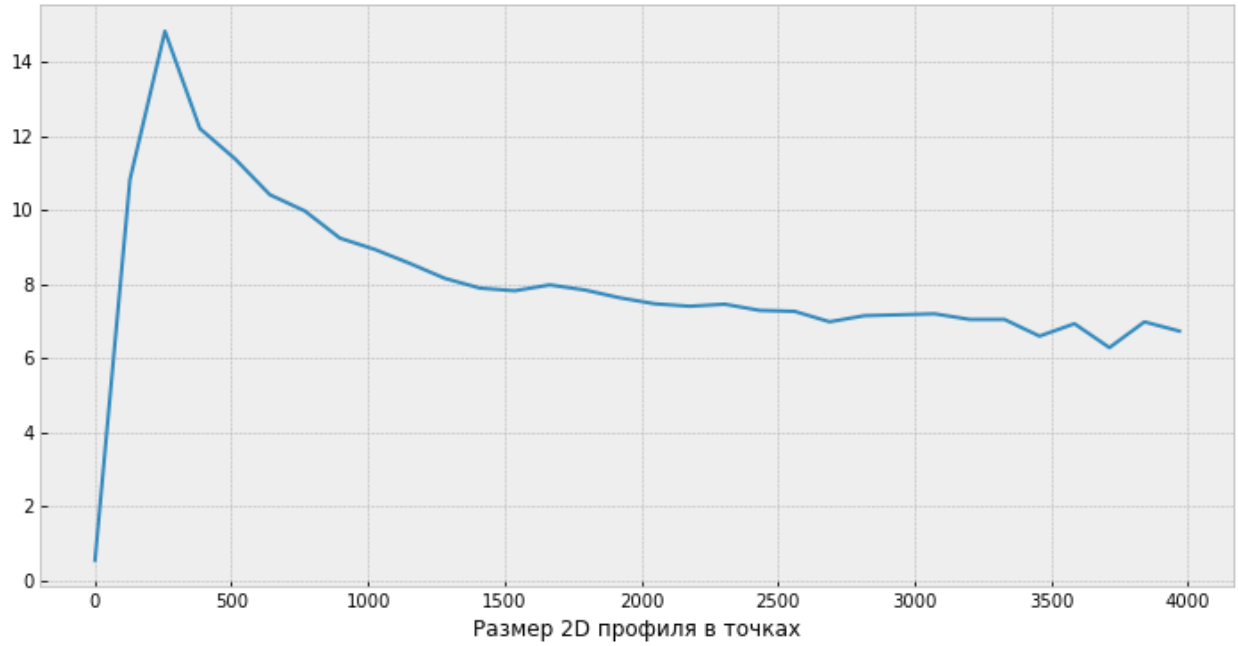


Рисунок 5. *Сравнение скорости работы параллельного и однопоточного алгоритмов. По оси y – отношение среднего затраченного времени на расчет результата однопоточного алгоритма к многопоточному, посчитанному по 32-м запускам.*

Выводы

В результате исследования был получен оптимизированный для современных многопоточных процессоров и быстрый алгоритм решения прямой задачи МТЗ на модели Тихонова-Каньяра, протестирована его скорость и применимость к различным сценариям использования. Полученный в результате исследования алгоритм позволяет рассчитывать решение прямой задачи МТЗ до ~50 раз быстрее, чем базовая реализация алгоритма на языке Python.

В результате работы над алгоритмом была создана библиотека с открытым исходным кодом для решения прямой задачи МТЗ – РуМТ [3], которая может быть использования для моделирования одномерной, квази-двумерной и квази-трехмерной задач МТЗ.

Библиография

1. Яковлев А.Г., Пушкарев П.Ю. Одномерная прямая задача МТ-зондирования. Руководство. Москва, МГУ, 2000. 17 с.

2. Harris, C.R., Millman, K.J., van der Walt, S.J. et al. Array programming with NumPy. Nature 585, 357–362 (2020). DOI: 10.1038/s41586-020-2649-2.

3. Lam, S. K., Pitrou, A., & Seibert, S. (2015). Numba: A llvm-based python jit compiler. In Proceedings of the Second Workshop on the LLVM Compiler Infrastructure in HPC (pp. 1–6).

4. PyMT [Электронный ресурс]. URL: https://github.com/Datasciensyash/pymt

Применение свёрточной нейронной сети в задаче формализованного геологического прогноза по геофизическим данным

Григорьев Г.К.* (Санкт-Петербургский горный университет, griggeok@gmail.com), Григорьев Е.К., Садыхов Э. О. (АО «Зарубежгеология»)

Аннотация

На данный момент специалистам всё чаще приходится работать с целевыми геологическими объектами, которые имеют неявные проявления в геофизических полях. В данной связи появляется необходимость в алгоритмах, которые могут находить неявные связи между геофизическими полями, геологическими структурами и искомыми объектами.

Одним из способов машинного обучения для нахождения таких связей являются искусственные нейронные сети, в данной работе будет рассмотрен алгоритм на основе свёрточных нейронных сетей.

Ключевые слова

Геофизика; Формализованный прогноз; Искусственные нейронные сети; Машинное обучение

Теория

Искусственные нейронные сети (ИНС) являются математической моделью, построенной на подобии биологических нейронных сетей. Самым простым примером ИНС является перцептрон, который состоит из входного слоя, скрытого слоя и выходного слоя. По теореме Цыбенко (Hornik et al., 1989; Cybenko, 1989) данный вид ИНС может аппроксимировать любую непрерывную функцию с любой точностью, а в работе Barron (1993) находятся верхние границы такой ИНС. Но зависимость количества скрытых блоков сети от количества независимых входных данных может достигать экспоненциального характера.

Отсюда появляется потребность в построении глубоких моделей, которые позволяют уменьшить число скрытых блоков, не увеличивая при этом величину ошибки обобщения (Goodfellow, Bengio, Courvile 2017). Одним из видов глубоких нейронных сетей являются свёрточные нейронные сети, применяемые в задачах распознавания образов. Основной свёрточной сети являются свёрточные слои, которые формируют сложные дискретные фильтры (ядро свёртки).

Самым распространённым методом обучения таких сетей является метод обратного распространения ошибок, почти все его реализации основаны на методе стохастического градиентного спуска (СГС). Его основной идеей является возможность разделения обучающей базы на отдельные пакеты – равномерные выборки из обучающего набора. Это позволяет сократить миллионные и даже миллиардные выборки до сотен отдельных пакетов.

На каждой итерации СГС вычисляет выражение (Goodfellow, Bengio, Courvile 2017):

$$g = \frac{1}{m}\nabla_\theta \sum_{i=1}^{m} L\left(x^{(i)}, y^{(i)}, \theta\right)$$

где m – размер пакета, x – входные данные сети, y – ожидаемый выход сети, θ – совокупность весовых коэффициентов сети, L – функция потери на одном примере.

После чего в СГС происходит обратное распространение ошибки:

$$\theta \leftarrow \theta - \varepsilon g$$

где ε – коэффициент скорости обучения.

Архитектура сети

Для решения задачи формализованного геологического прогноза была спроектирована специальная архитектура нейронной сети (рисунок 1).

В данном алгоритме входными данными являются набор матриц геофизических полей и их производных, приведённых к одинаковым координатам и шагу сетки. Как следствие на вход сети подаётся массив размером $a \times a \times n$, где a — размер скользящего окна, n — количество входных матриц.

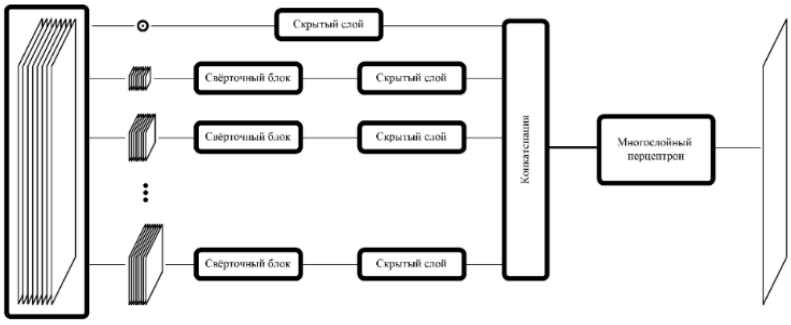


Рисунок 1. *Блок-схема структуры нейронной сети.*

Данные входного окна параллельно подаются на различные свёрточные блоки, где обрезаются до различных размеров и усредняются. Затем в скрытых блоках формируются наборы последовательных дискретных фильтров (ядра свёртки), формируя тем самым различные зависимости для каждого масштаба. Данный подход позволяет учитывать морфологию входных признаков для аномалий различного масштаба. Параллельно данные признаков из центральной точки окна обрабатываются на отдельном перцептроне, добавляя зависимость для учёта точечных данных. w

Выходные данные вышеописанных блоков сети подаются на единый многослойный перцептрон, который находит общую для них зависимость и имеет одно выходное значение от 0 до 1.

Геологическое строение области исследований

Для апробации вышеуказанной методики, авторами реализован алгоритм нейронной сети для выделения перспективных участков на золотое рудопроявление на территории республики Бенин по материалам региональных аэрогеофизических исследований.

Территория Бенина является частью Панафриканского Дагомейского орогена, который расположен вдоль юго-восточной окраины Западноафриканского кратона и обнажен на всей территории восточной Ганы, Того, Бенина, Нигерии и Камеруна. Панафриканский пояс Дагомеидов соответствует юго-западному сегменту более крупного Бразильско-Транссахарского пояса (Trompette 1994). Дагомейский орогенный пояс образовался в результате континентальной коллизии между Нигерийским щитом и

юго-восточной окраиной Западно-Африканского кратона в неопротерозое. На северо-западе находится фрагмент шовной зоны Дагомеи представленной Атакорской системой, сложенной кварцитами и кристаллическими сланцами, и осадочным бассейном Вольта, частью Западно-Африканского кратона. На северо-востоке метаморфический фундамент перекрыт осадочным чехлом мезокайнозойского возраста – бассейн Канди. На юге, в прибрежной полосе, развит чехол кайнозойских мелководно-морских отложений (заполняют впадину Лама).

Породы на исследуемый территории представлены в основном древними AR—PR метаморфическими формациями, и в меньшей степени вулканогенно-осадочными, осадочными породами и плутоническими комплексами кислого и основного составов. Все породы дагомейской формации подверглись региональному метаморфизму в условиях гранулитовой и амфиболитовой фаций и претерпели множественные трансформации, связанные с гранитизацией, метасоматозом и диафторезом.

На исследуемой территории золото встречается в коренном и россыпном виде. На территории республики находится несколько небольших месторождений кварц-жильного типа (Перма, Куанде), россыпных (Перма, Сарга) и множество небольших рудопроявлений, россыпей и точек минерализаций.

Реализация алгоритма

В качестве исходного набора признаков были использованы как исходные матрицы геофизических полей (включающих в себя результаты гравиметрических, магнитометрических и гамма-спектрометрических измерений), так и полученные в результате геофизического моделирования эффективные значения намагниченности и плотности верхней части разреза, результаты выполненной интерпретации аэрогамма-спектрометрических данных.

Для создания обучающей выборки была построена карта вероятности нахождения золота вблизи известных точек промышленного содержания золота (рисунок 2). В качестве эталонов использованы известное по результатам предшествующих работ месторождение, ряд рудопроявлений и пункты минерализации.

Вокруг каждой точки строилась проекция вероятности на дневную поверхность, уменьшающаяся от единицы в точке до нуля на заданном радиусе по экспоненте.

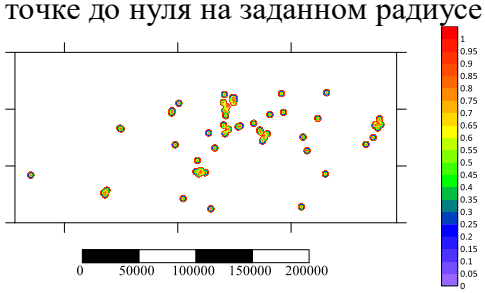


Рисунок 2. *Карта обучающей выборки вероятности.*

По результатам k-блочной кросс валидации (Vorontsov 2004) с разделением выборки на 5 частей средняя ошибка на тестовых частях составила 0,13. После обучения СНС с её помощью были обработаны матрицы исходных данных в полном размере. Результирующая карта прогноза показана на рисунке 3.

Выделенные по результатам работы СНС перспективные участки, в целом, соответствуют положению перспективных зон, ранее выделяемых путем классического геолого-геофизического моделирования и прогноза закономерности размещения рудных зон, что показывает применимость данного инструмента на этапе комплексной интерпретации данных.

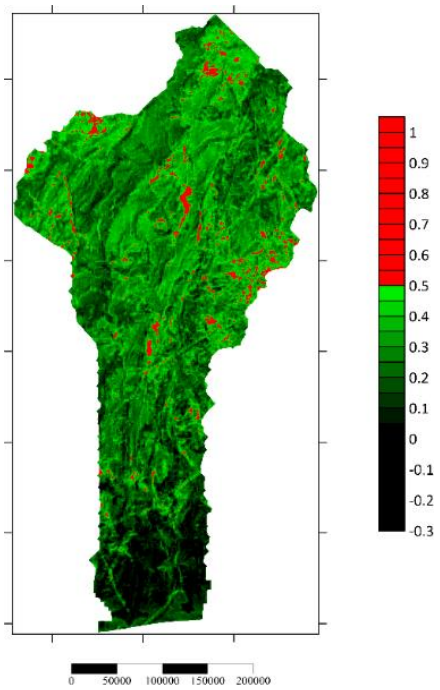


Рисунок 3. *Карта формализованного прогноза.*

Выводы

1. Полученные результаты показывают принципиальную возможность применения свёрточных нейронных сетей для работы с массивами геолого-геофизических данных;

2. По результатам тестовых работ получена хорошая степень сходимости выделенных перспективных участков на золоторудное оруденение по сравнению с результатами классической экспертной методики интерпретации;

3. Авторами планируется дальнейшее развитие технологии для целей геологического прогноза.

Библиография

1. Воронцов, К.В. [2004] Комбинаторный подход к оценке качества обучаемых алгоритмов Математические вопросы кибернетики. 13. 5–36.

2. Barron, A.E. [1993] Universal approximation bounds for superpositions of a sigmoidal function. IEEE Trans. on Information Theory, 39, 930-945.

3. Cybenko, G. [1989] Approximation by superpositions of a sigmoidal function. Mathematics of Control, Signals and Systems, 2, 303-314.

4. Goodfellow, I., Bengio, Y., Courville, A. [2017] Deep learning. MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

5. Hinton G. E., Krizhevsky A., Sutskever I [2012] ImageNet Classification with Deep Convolutional Neural Networks. Advances in Neural Information Processing Systems, 25(2).

6. Hornik K., Stinchcombe V., White H. [1989] Multilayer feedforward networks are universal approximators. Neural Networks, 2 (5), 359-366.

7. Trompette, R. [1994] Geology of Western Gondwana (2000–500 Ma). Pan-African-Brasiliano Aggregation of South America and Africa. Rotterdam: Balkema.

Пересчет поля вверх при обработке данных магнитной съемки при поиске коренных месторождений алмазов

Зуденков И.А.* (МГРИ, ivan.zoudenkov@gmail.com), Новиков П.В. (МГРИ, novikovpv@mgri.ru)

Аннотация

При использовании магниторазведки для поиска и разведки кимберлитовых алмазоносных трубок традиционно выделяется аномалия «трубочного» типа. Тем не менее, с отработкой наиболее точно картируемых месторождений, эффективность магниторазведки как метода снижается. Одной из основных причин является перекрытие трубки приповерхностными сильномагнитными объектами. Возможным способом выделения потенциально алмазоносных трубок даже на фоне подобных объектов является применение специальной обработки данных, в частности пересчета вверх с помощью эквивалентных сеточных моделей. В работе было произведено моделирование подобных условий, применён пересчет вверх и дано первичное заключение о применимости данного подхода.

Ключевые слова

Кимберлитовые трубки, магниторазведка, пересчет вверх, аэромагниторазведка, трансформация поля.

Теория

К настоящему времени для поиска потенциально алмазоносных кимберлитовых тел сложился устоявшийся комплекс геофизических методов, включающий в себя магниторазведку, электроразведку в различных модификациях и в ряде случаев гравиразведку. Ведущим из этого комплекса методов считается магнитная съемка, проводимая как в аэро-, так и в наземном вариантах в случае необходимости заверки или при экономической нецелесообразности аэромагниторазведки.

Тем не менее существует ряд факторов, ограничивающих эффективность магниторазведки – в частности, существование сложного магнитного поля, обусловленного трапповыми образованиями, наличием сильномагнитных минералов или включений сильномагнитных горных пород в покрывающих терригенных породах, к примеру – моренные валуны [4]. В подобной геологической обстановке приповерхностные, небольшие (относительно самой трубки), но сильномагнитные объекты имеют тенденцию к созданию локальных аномалий, мешающих выделению аномалий так называемых «трубочного» типа.

В случае, если подобные осложненные данные были получены в ходе наземной съемки или маловысотной аэросъемки на БПЛА, проведение съемки с большей высоты может улучшить полученный результат с точки зрения качественного выделения аномалии. Подобное улучшение связано с тем, что кимберлитовая трубка представляет из себя вертикальную неограниченную по падению структуру, а следовательно, с увеличением расстояния до объекта магнитное поле трубки будет затухать гораздо медленнее с увеличением расстояния, чем поле от приповерхностных объектов [2]. Однако, проведение дополнительных аэромагнитных съемок требует дополнительных

затрат и может оказаться нерентабельным; в качестве аналогичного решения предлагается использовать особую трансформацию - пересчет потенциального поля вверх.

Теоретической основой пересчета вверх является свойство единственности гармонической функции – «две гармонические функции, совпадающие на замкнутой поверхности, совпадают всюду внутри неё. Гармоническая функция вполне определяется своими значениями на замкнутой поверхности.» Непосредственно в работе используется методика описанная А. С. Долгалём. Основой методики является аппроксимация полем $U^*(x,y,z)$, обусловленным некоторой совокупностью источников, исходного потенциального поля $U(x,y,z)$; данные источники распределены с некоторой плотностью на внутренней поверхности расположенной всюду ниже поверхности задания поля U. В.И. Ароновым теоретически доказана возможность приближенного представления исходного поля с помощью поля U^* [3].

В ходе работы для изучения возможности применения пересчета вверх для решения вышеописанной проблематики на основе двух искусственных физико-геологических моделей, состоящих в обоих случаях из кимберлитовой алмазоносной трубки, вмещающих пород (прорывающих трубку) и находящиеся выше трубки, осложняющие геологические условия объекты: в первом случае – несколько сильномагнитных объектов ледникового происхождения; во втором случае – несколько интрузий-силл – рисунок 1. Магнитная восприимчивость кимберлитов выбрана как $\chi = 100 \cdot 10^{-5}$ СИ, магнитная восприимчивость прочих тел $\chi = 500 \cdot 10^{-5}$ СИ, вмещающие породы в модели – немагнитные.

а) б)

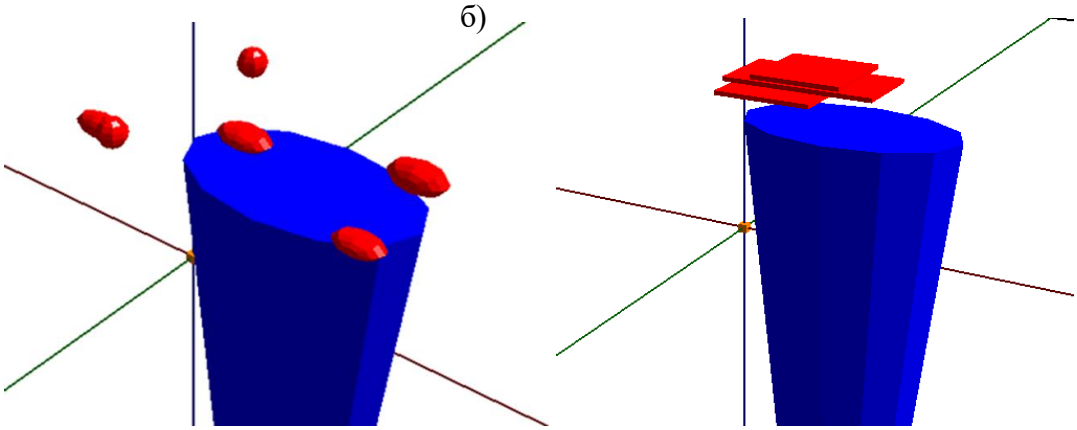


Рисунок 1. Модели кимберлитовой трубки, осложненные: а) объектами ледникового происхождения, б)силлами.

Для моделей была решена прямая задача в 3D-варианте для наземной съёмки и аэросьемки на высоте 200 м, после чего был осуществлён пересчет вверх на основе данных наземной съёмки также на высоту 200 м – рисунок 2:

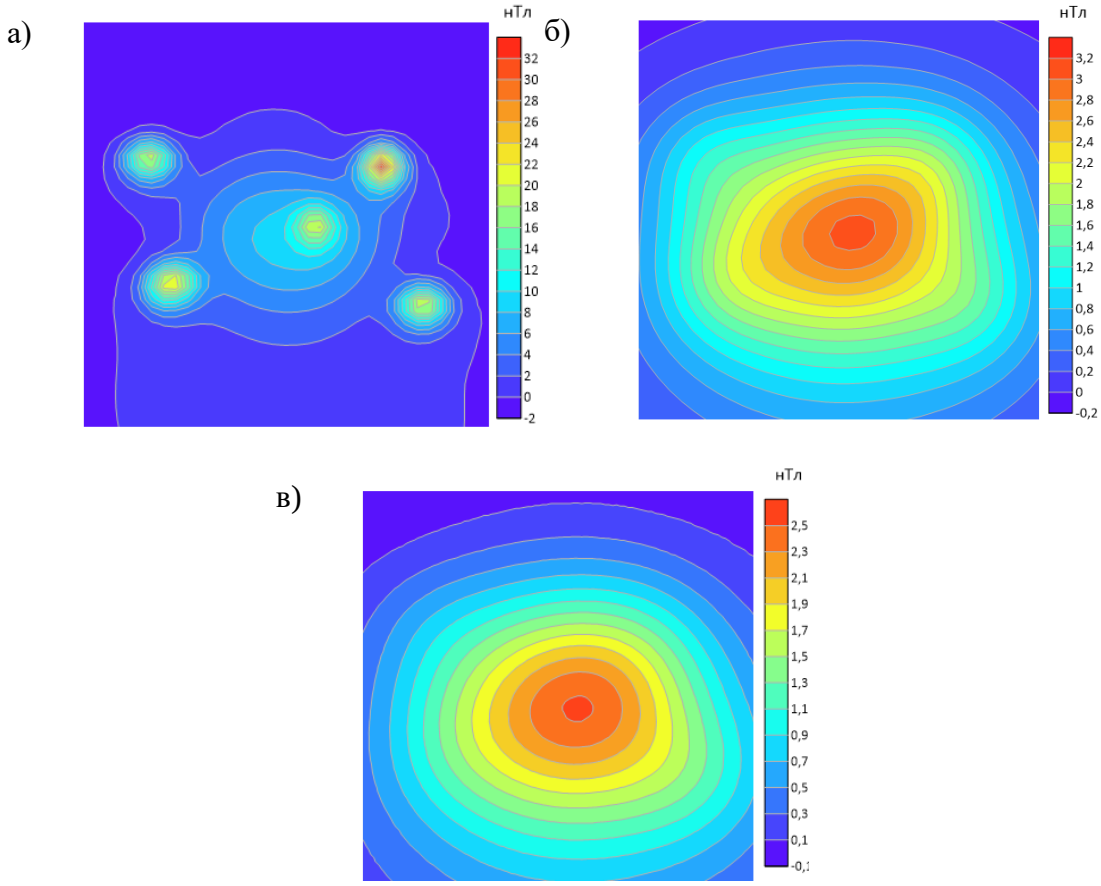


Рисунок 2. *В случае осложнения телами ледникового происхождения а) решение прямой задачи для ФГМ для датчика расположенного на дневной поверхности, б) решение прямой задачи для ФГМ датчика расположенного на высоте 200 м, в) пересчет поля вверх с дневной поверхности на высоту 200 м.*

Результаты решения прямой задачи в виде наземной съёмки оказались непригодными для решения задачи как минимум методом характерных точек, векторными методами, и даже для визуального выделения аномалии трубчатого типа. В то же время результаты решения прямой задачи для высоты профилей в 200 м от дневной поверхности позволяют как визуально отследить аномалию "трубочного" типа, так и использовать вышеуказанные методы. Пересчет вверх в данном случае показал высокую степень согласованности результатов с гипотезой.

Выводы

Среднеквадратичное отклонение по профилю вкрест аномалии составило: для модели с мореной в качестве осложняющих объектов σ_1 = 0,08 нТл, σ_2= 0,15 нТл; соответственно 1,0% и 2,2% от общего уровня аномалии. Результаты свидетельствуют о теоретической применимости подобного подхода.

Благодарности

Авторы статьи выражают благодарность Трусову А.А. и АО ГНПП «Аэрогеофизика» за доступ к специализированному программному обеспечению и консультации.

Библиография

1. Абрамов В. Ю. Петрофизические характеристики геолого-геофизических моделей кимберлитовых тел Архангельской алмазоносной провинции // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. 2008. №1.

2. Блох, Ю. И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий / Ю. И. Блох. — Москва : Блох Ю.И.(С), 2009. — 231 с.

3. Долгаль А.С. Компьютерные технологии обработки и интерпретации гравиметрической и магнитной съемки в горной местности / А. С. Долгаль. — Абакан : Таймыркомприродресурсы, 2002. — 188 с.

4. Микоев И.И. Наземные геофизические исследования при поисках кимберлитовых тел: результаты и эффективность в различных поисковых обстановках / И.И. Микоев // Руды и Металлы. — 2018. — № 3.

Использование КР-спектроскопии в исследовании состава гидрата природного газа

Иванов В.К.* (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, viktorklimentievich@gmail.com), Федоров А.Л. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, gelvirb@mail.ru), Калачева Л.П. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, lpko@mail.ru), Иванова И.К. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, iva-izabella@yandex.ru), Портнягин А.С. (ИПНГ СО РАН – обособленное подразделение ЯНЦ СО РАН, al220282@mail.ru)

Аннотация

Методом КР – спектроскопии изучен состав газа в гидрате природного газа. Проведена детализация и интерпретация полученных спектров и установлено, что в составе гидрата концентрируются тяжелые гомологи метана.

Ключевые слова

Гидраты природного газа, КР-спектроскопия, состав гидратов

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках бюджетного проекта № 122011100157-5.

Определение состава газовых гидратов представляет собой довольно сложную экспериментальную задачу, свидетельством чего служат существенные отличия в сведениях о получаемых составах газовых гидратов, которые приводятся различными исследователями в этой области [1, 2]. Значительные сложности экспериментального характера связаны как с приготовлением аналитически чистых образцов гидрата, а также с необходимостью разработки и применения специальных методик для исключения потерь гидратом газа из-за его нестабильности, поэтому для определения состава гидратов пользуются расчетными методами [2]. В последние годы метод спектроскопии комбинационного рассеяния довольно часто используется в исследовании структуры и состава газовых гидратов [3, 4]. Однако в приведенных статьях рассмотрено применение КР-спектроскопии в основном для гидратов метана (как природных, так и искусственно полученных) и гидратов бинарных смесей газов. В настоящей работе предпринята попытка исследования состава гидрата, полученного из природного газа.

Объекты и методы.

В качестве газа-гидратообразователя использовался природный газ Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ), в составе которого преобладает метан (93,89 %, табл.2). Объектами исследования послужили гидраты этого газа, полученные в объеме 0,25% раствора гидрокарбоната натрия. Синтез гидратов проводился в камере высокого давления на установке принципиальная схема которой опубликована в [5]. Задаваемое давление составило 8 МПа, температура +5°С, объем раствора 100 мл. Образование гидратов отслеживали по снижению давления.

Исследование гидратов проводилось с использованием спектрометра комбинационного рассеяния (КР-спектрометр) SENTERRA R 200-L фирмы «Bruker Optics GmbH» (Германия), с подключенным погружным щупом высокого давления RT104-175 с сапфировой линзой. Спектрометр оснащен диодным лазером длиной волны 532 нм. Разрешение при получении спектров в диапазоне 40-3700 см$^{-1}$ составляло ~3-5 см$^{-1}$. Мощность лазера при облучении образцов – 20 мВт. Время считывания (интегрирования) на одно сканирование равнялось 2 сек. Количество сканирований для получения одного спектра - 4.

Методика получения спектров заключалась в следующем: для предотвращения быстрого разложения образцы газовых гидратов помещали на охлаждаемые жидким азотом стеклянные подложки, заранее установленные в камеру воздушного термостата Sanyo Incubator MIR-254 (Япония)), в которой поддерживалась температура -10°С. Выносной щуп спектрометра закрепляли на штативе внутри термостата и устанавливали его над образцами гидратов на оптимальном фокусном расстоянии, соответствующем примерно 1,0 мм.

Результаты и их обсуждение.

На рис.1 приведен КР-спектр образца гидрата.

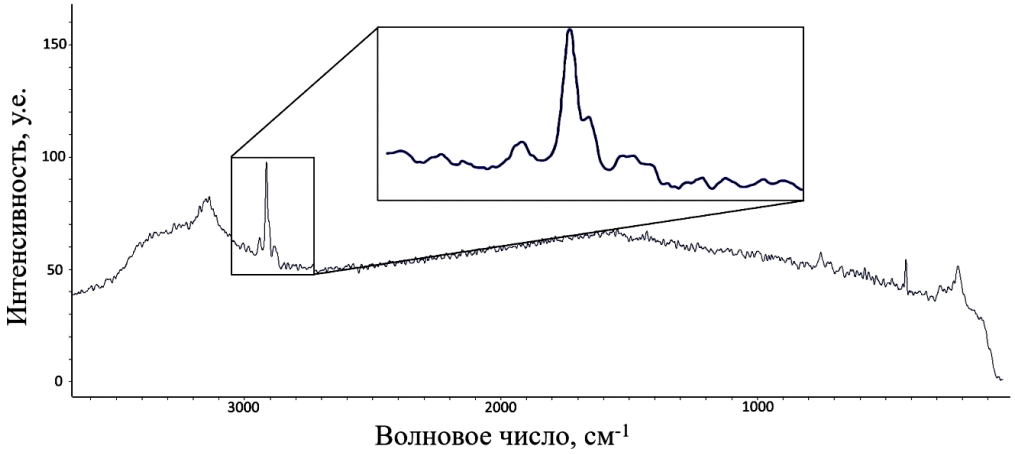


Рисунок 1. *КР-спектр гидрата природного газа в полном масштабе и приближенный фрагмент в диапазоне 2965-2855 см$^{-1}$.*

Наиболее информативной областью спектра является диапазон 2965-2855 см$^{-1}$, поскольку именно в этой области проявляются пики, соответствующие колебаниям С-Н углеводородных газов, участвующих в образовании гидратов. В этой области, кроме доминирующего пика при 2913 см$^{-1}$ с явно выраженным плечом при 2903 см$^{-1}$, заметны другие менее интенсивные многочисленные перекрывающиеся пики при 2939, 2886 и 2869 см$^{-1}$. Согласно [4] пик при 2913 см$^{-1}$ соответствует колебаниям С-Н связи метана в малой полости структуры КС-II, а плечо, приходящееся на 2903 см$^{-1}$, является пиком, соответствующим колебаниям связи С-Н метана в больших полостях структур КС-I и КС-II. Для более детального изучения полученного спектра пики были разделены с помощью функции Curve Fit программного обеспечения спектрометра OPUS. Результаты разделения пиков в области 2965-2855 см$^{-1}$ в графическом виде представлены на рис.2. Из рис.2 видно, что пики при 2913 и 2903 см-1 являются не единственными составляющими этого двойного пика. Данный двойной пик представляет собой 6 пиков

разной интенсивности. Комплексные пики слева и справа от этого основного пика тоже появились вследствие перекрытия множества пиков малой интенсивности.

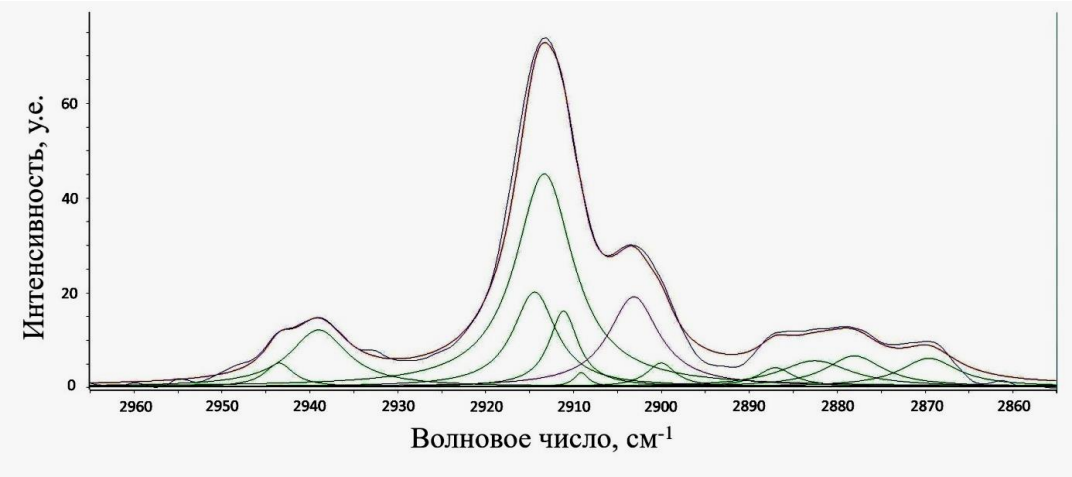


Рисунок 2. *Результат разделения пиков в области 2965-2855 см$^{-1}$. Экспериментальный спектр обозначен синим цветом, расчетный спектр – красным цветом, вычисленные пики имеют зеленый цвет.*

В таблице 1 приведена интерпретация результатов, полученных при разделении пиков.

Таблица 1. Интерпретация расчетных пиков по [4] и их площади

Волновое число, см$^{-1}$	Площадь пика, у.е.	Гостевая молекула	Кристаллическая структура	Полость
2869,5	75,4	C_3H_8	II	Большая
2878,0	81,7	C_3H_8	II	Большая*
2882,5	86,4	C_3H_8	II	Большая
2886,4	31,4	C_2H_6	II	Большая
2903,0	208,9	CH_4	I, II	Большая
2909,1	9,4	изо-C_4H_{10}	II	Большая
2911,1	125,7	изо-C_4H_{10}	II	Большая
2913,3	439,8	CH_4	II	Малая

2 914,4	3 29, 9	CH_4	I	Малая
2 939,0	1 50, 8	C_2H_6	II	Большая
2 944,0	3 1,4	C_2H_6 (C_3H_8)	I (II)	Большая (Большая)

* - интерпретация произведена на основе данных из [6]

По полученным значениям площадей был рассчитан состав газа в гидрате (табл. 2).

Таблица 2. Количественный состав исходного природного газа и синтезированного из него гидрата

Ко мпонент	H_4	$_2H_6$	$_3H_8$	-C_4H_{10}	зо- C_4H_{10}	п рочие (CO_2, N_2 и др.)
Со держание в исходном газе, мол.%	3,89	,43	,09	,11	,09	0 ,39
Со держание в гидрате, мол. %	2,3	3,6	5,5		,6	-

Из таблицы 2 можно отметить, что преобладающей, в количественном отношении, гостевой молекулой в гидрате является молекула метана. Второе и третье место занимают пропан и этан, соответственно. Этан по количеству немного уступает пропану, хотя в исходном газе этана в 4 раза больше, чем пропана. Подобное обстоятельство обнаруживается и в других работах [6, 7]. Содержание изобутана в гидрате повышается в 95 раз, по сравнению с его содержанием в исходном газе. Н-бутан не проявляется на КР-спектре в изученном нами диапазоне 2965-2855 $см^{-1}$ и, следовательно, данных о его содержании в таблице не приведено. Однако, основываясь на работы [6, 8], в которых зарегистрировано ничтожно малое количество н-бутана в составе гидратов как синтезированных, так и природных, можно предположить, что в исследуемом образце гидрата содержание н-бутана тоже очень незначительно и его концентрацией можно пренебречь.

Выводы

Продемонстрирована эффективность метода КР-спектроскопии для изучения гидратов. Показано, что использование функции разделения пиков открывает широкие возможности в изучении процессов гидратообразования.

Благодарности

Работа выполнена с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Библиография

1. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев.- М.: Недра, 1992.-236 с.

2. Огиенко А.Г. Прямое определение состава гидрата аргона высокого давления гексагональной структуры III / А.Г. Огиенко, А.Ю. Манаков, А.В. Курносов, Е.В. Грачев, Э.Г. Ларионов // Журнал структурной химии, 2005.-Т.-46.-S. 65-69.

3. Hansen, S. B., & Berg, R. W. (2009). Raman Spectroscopic Studies of Methane Gas Hydrates. Applied Spectroscopy Reviews, 44(2), 168–179. doi:10.1080/05704920802352614

4. Cai, W.; Huang, X.; Lu, H. Instrumental Methods for Cage Occupancy Estimation of Gas Hydrate. Energies 2022, 15, 485. https://doi.org/10.3390/en15020485

5. Kalacheva, L.P. Research of formation and decomposition processes of natural gas hydrates of different composition in model stratum waters of a bicarbonate-sodium type / L.P. Kalacheva, A.S. Portnyagin, S.A. Solovyeva // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020. – Vol. 459, Chapter 4. – 052069. – 7 p.

6. Pan, M.; Schicks, J. M. Influence of Gas Supply Changes on the Formation Process of Complex Mixed Gas Hydrates. Molecules 2021, 26, 3039. https://doi.org/10.3390/molecules26103039

7. Seo, Yutaek; Kang, Seong-Pil; Jang, Wonho (2009). Structure and Composition Analysis of Natural Gas Hydrates: 13C NMR Spectroscopic and Gas Uptake Measurements of Mixed Gas Hydrates. The Journal of Physical Chemistry A, 113(35), 9641–9649. doi:10.1021/jp904994s

8. Hachikubo, A., Minami, H., Yamashita, S. et al. Characteristics of hydrate-bound gas retrieved at the Kedr mud volcano (southern Lake Baikal). Sci Rep 10, 14747 (2020). https://doi.org/10.1038/s41598-020-71410-2

О применимости методов петроупругого моделирования на Мараловом месторождении на шельфе Карского моря

Календарова Л.Р.* (РГГРУ им.Серго Орджоникидзе, kalendarova_leyli@mail.ru)

Аннотация

В работе рассматривается Мараловый лицензионный участок, расположенный на шельфе Карского моря. Район Карского моря, включающий Мараловый участок, приурочен к Западно-Сибирскому нефтегазоносному мегабассейну.

Для расчета плотности пород была рассмотрена возможность использования уравнение Гарднера, проведена поликорреляция пористости от скорости продольной и поперечной волн для расчета скоростей материала матрицы (скелета) для применения различных методов петроупругого моделирования.

Ключевые слова

Петроупругое моделирование, уравнение Гарднера, комплекс ГИС, методы Фойгта и Ройсса.

Теория

Продуктивными и перспективными в нефтегазоносном отношении на Мараловом месторождении являются сеноман-альбские отложения.

Залежи газа сосредоточены в мощной толще переслаивания песчано-алевритистых и алевро-глинистых пород. Породами-коллекторами газа являются мелкозернистые песчаники, чаще крупнозернистые алевролиты со значительной примесью песчаной фракции, при этом характерен непрерывный и постоянный переход из одной разности в другую.

Комплекс ГИС, проведенный в скважинах месторождения, позволил решить следующие геологические задачи [1]:

- корреляция и литологическое расчленение разрезов скважин;

- выделение коллекторов и определение их эффективных толщин;

- определение пористости коллекторов;

- определение характера насыщенности и положений контактов между пластовыми флюидами;

- определение коэффициентов нефтегазонасыщенности.

Скорость продольной волны была определена из показаний интервального времени зонда АК по следующему уравнению:

$$\upsilon = \frac{10^6}{\text{АК}} \quad (1)$$

Для того, чтобы определить плотность, распространенными методами являются метод Гарднера и Фауста [2]. В настоящей работе было применено уравнение Гарднера, которое устанавливает зависимость между скоростью сейсмической продольной волны и плотностью для различных типов осадочных пород [3]:

$$\sigma = a * \upsilon^b \quad (2)$$

, где σ [г/см^3] – плотность, υ [м/с] – продольная скорость, a, b – коэффициенты, зависящие от литологии.

Результат изображен на рисунке 1. Анализ показал, что использование данного уравнения для восстановления кривой плотности ГГК-П показал, что метод является сильно обобщенным, и при работе с конкретными объектами его использовать не желательно, однако предложенную методику допустимо применять в скважинах месторождения, где отсутствует запись ГГК-П, для сейсмического моделирования при используемом шаге дискретизации.

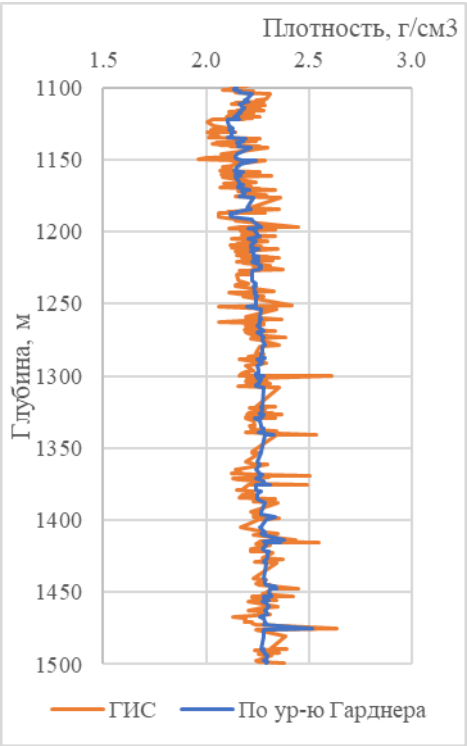


Рисунок 1. *Сравнение результатов измеренной плотности и рассчитанной эмпирическим путем*

Для определения применимости метода самосогласования с целью оценки относительного раскрытия пустот были определены коэффициенты анизотропии λ по отношению характеристики образцов керна, выбуренных перпендикулярно и параллельно напластованию ($\lambda \sim 1$ указывает на отсутствие анизотропии в изучаемых отложениях). Значения λ находятся в диапазоне 0.7 – 1.0, то есть коллекторы пласта принимаются изотропными.

Применение различных методов математического моделирования становится возможным при известных значениях скоростей P и S волн в материале матрицы. Скорости P-волн были определены по каротажу DTCO, S-волн - по DTSH.

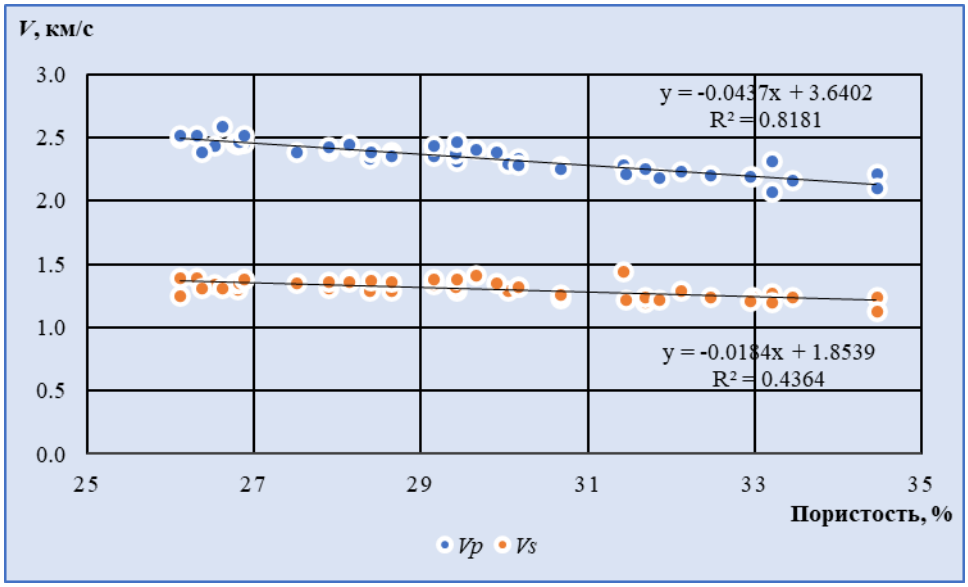


Рисунок 2. *Зависимость скоростей продольной и поперечной волн от пористости*

Петроупругое моделирование – это связь между петрофизическими свойствами и упругими свойствами, которая требуется для успешной сейсмической инверсии. Rock Physics описывает породы посредством петроупругих характеристик; свойств, которые влияют на физическое прохождение сейсмической волны через породу [4].

Методы Фойгта и Ройсса помогают определить верхнюю и нижнюю границу для модулей всестороннего объемного сжатия и сдвига *N*-компонентной микронеоднородной среды. После использования метода Фойгта-Ройсса были выделены нижняя и верхняя граница для модулей всестороннего сжатия k и сдвига μ (рисунок 3), для скоростей продольных и поперечных волн. Экспериментальные значения скоростей находятся между рассчитанными граничными значениями скоростей, что свидетельствует о достоверности определения пористости пород, а также упругих характеристик и плотности минеральной матрицы.

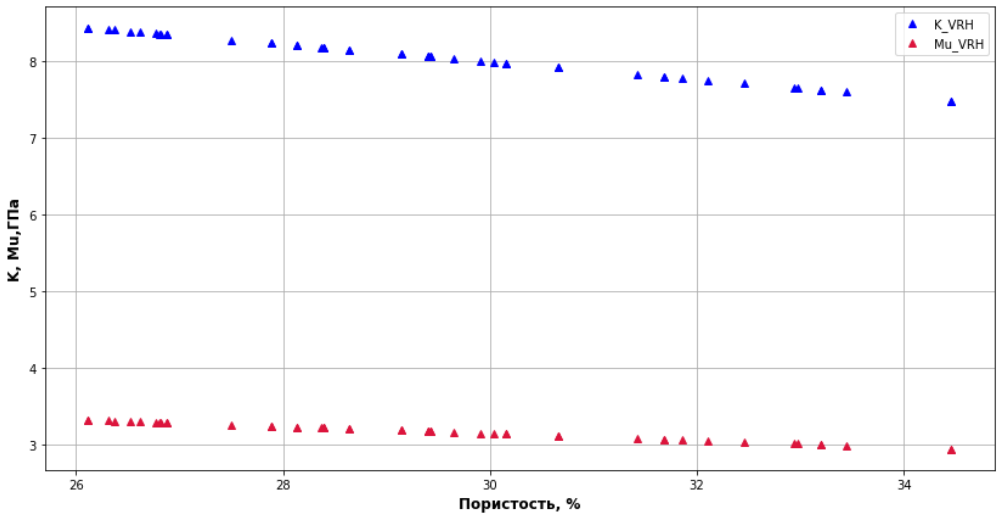


Рисунок 3. *График зависимости модуля всестороннего сжатия и сдвига от пористости*

Выводы

В ходе работы была проведена оценка применимости эмпирического уравнения Гарднера для Маралового месторождения, построены зависимости скоростей от пористости и высчитано значение скоростей при нулевой пористости: *Vp* = 3.64 км/с, *Vs* = 1.85 км/с, а также определена плотность материала матрицы, равная 2.63 г/см^3, проведен аудит данных с помощью метода Фойгта-Ройсса. Проделанная работа позволяет утверждать о дальнейшей применимости метода самосогласования Берримана для оценки аспектного отношения пор.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю доктору физико-математических наук Баюк Ирине Олеговне.

Библиография

1. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – 1955.

2. Gardner, G.H.F. Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps [Текст] / G.H.F. Gardner, L.W. Gardner, A.R. Gregory // GEOPHYSICS – декабрь, 1974. - №39. - С.770 – 780.

3. Faust, L.Y. A velocity function including lithologic variations [Текст] / L.Y. Faust // GEOPHYSICS – 1953. - №18. - С. 271-287.

4. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. The rock physics handbook [Текст] / Cambridge university press - 2009. - С. 329.

Физико-геологическая модель хромитового оруденения на участке Юго-Западное 4 (Полярный Урал)

Кениг Н.Г. (МГРИ-РГГРУ, Natasha623_116@mail.ru)*

Аннотация

Составление физико-геологической модели важный этап проектирования геофизической съемки. ФГМ позволяет решить прямую задачу геофизики, и в следствии этого определить эффективность конкретного метода при решении поставленной задачи. Составлению ФГМ предшествуют различные этапы работы: сбор априорной геологической и петрофизической информации, изучение работ, проведенных предшественниками, а также обработка и интерпретация уже имеющихся данных об участке работ.

Ключевые слова

Физико-геологическая модель, хромитовые руды, прямая задача геофизики комплексирование геофизических методов

Теория

Под физико-геологической моделью (ФГМ) понимают абстрактные тела простой геометрической формы (шар, горизонтальный цилиндр, столб, пласт и др.) с заданными соотношениями физических свойств тел и окружающей среды, для которых с определенной степенью приближенности решены прямые задачи.

Физико-геологические модели должны отражать представление о целой группе геологических объектов данного класса, например, об определенном геологическом типе месторождений. Главная цель создания ФГМ — математическое моделирование ситуации, т.е. расчет различных физических полей. Составляющие ФГМ объекты должны иметь относительно простые геометрические формы, а все параметры модели — пределы допустимых изменений. Это необходимо для расчета полей при различных значениях физических и геометрических параметров и получения предельных условий надежной регистрации объектов.

ФГМ можно представить, как совокупность трех моделей: геологической, петрофизической и модели физических полей.

Обычно на ФГМ отображают только контрастные физические свойства целевого объекта, вмещающих горных пород и физические поля над объектами с такими свойствами. Близкие по значениям физические свойства объединяют. Поэтому для составления информативной физико-геологической модели были рассмотрены основные физические свойства пород и руд геологического разреза участка Юго-Западное 4.

Гипербазитовый массив Полярный в основном слагают две разновидности ультраосновных пород: гарцбургиты и дуниты, которые между собой находятся в различных соотношениях. Физические свойства пород массива определяются преобразованием гипербазитов на ранней стадии развития и последующими метаморфическими изменениями.

Рудопроявление Юго-Западное 4 залегает в центральной части Южного дунитового блока на правом берегу реки Макаровка. В его пределах известны отдельные тела хромитовых руд, от убоговкрапленных до сплошных. Длина отдельных тел достигает 200-230 м., мощность 0,5-6,3 м. Большая часть рудных тел залегает среди среднезернистых серпентинизированных дунитов. Дунитовое тело окружено оторочкой пород дунит-гарцбургитового комплекса с содержанием дунитов более 30 %. Отмечается общее улучшение качества руд с юга на север. Прогнозные запасы хромитовых руд по рудопроявлению оцениваются в 7-10 млн.т.

Гарцбургиты. Все разновидности гарцбургитов в той или иной степени серпентинизированы. Средняя величина плотности гарцбургитов составляет 2,88±0,11 г/см^3. Неизмененные разности на поверхности встречаются редко и имеют плотность 3,2—3,26 г/см^3, практически немагнитны (магнитная восприимчивость менее $100 \cdot 10^{-6}$ СГС). Магнитная восприимчивость этих пород не превышает $200 \cdot 10^{-6}$ СГС. Серпентинизированные разности гарцбургитов имеют среднюю плотность 2,70±0,13 г/см^3; магнитная восприимчивость их около $1000 \cdot 10^{-6}$ СГС. Удельное электрическое сопротивление серпентинизированных гарцбургитов от 7 до 11 тыс. Ом·м, а скорость распространения упругих волн — от 4 до 4,5 км/с. В отдельную группу выделяются гарцбургиты с хроммагнетитом, содержание которого меняется от 1-2% до 9-10%, поэтому магнитная восприимчивость варьирует от 500 до $5000 \cdot 10^{-6}$ СГС и более; средняя плотность 3,0 г/см^3.

Дуниты. Дуниты - это мономинеральная оливиновая порода, содержащая от 0,5 до 2 % хромшпинелидов. Неизмененные дуниты на поверхности массива встречаются очень редко. Плотность их около 3,2 г/см^3, а магнитная восприимчивость не более $100 \cdot 10^{-6}$ СГС. Однако среди этих дунитов выделяется особая группа пород с хром магнетитом (от 1 до 3%), обладающих повышенной магнитной восприимчивостью от 400 до $1400 \cdot 10^{-6}$ СГС. Для этой группы характерна невысокая степень серпентинизации. Средняя плотность образцов дунитов, отобранных на поверхности или из керна неглубоких скважин, 2,89±0,13 г/см^3, а магнитная восприимчивость не более $200 \cdot 10^{-6}$ СГС. Серпентинизированные дуниты имеют среднюю плотность 2,7±0,11 г/см^3, а магнитную восприимчивость — от 0 до $2500 \cdot 10^{-6}$ СГС. Подобные колебания магнитной восприимчивости связаны с неравномерным выделением магнетита при серпентинизации. Удельное электрическое сопротивление серпентинизированных дунитов меняется от 8 до 16 тыс. Ом·м, а скорость упругих волн — от 4,1 до 5,0 км/с.

Пироксениты. В пределах массива развиты незначительно. По физическим параметрам эти породы можно разделить на два типа. Породы первого типа, вероятно, малоизмененные, имеют сравнительно высокую плотность 3,15±0,03 г/см^3 и магнитную восприимчивость до $5000 \cdot 10^{-6}$ СГС. Второй тип пироксенитов — серпентинизированные породы со средней плотностью 2,89±0,13 г/см^3, практически немагнитны. Средняя плотность серпентинитов 2,58±0,03 г/см^3, магнитная восприимчивость меняется от 200 до $4000 \cdot 10^{-6}$ СГС.

Совместное рассмотрение магнитной восприимчивости и плотности пород в некоторых случаях позволяет давать заключение о характере метаморфизма. Опыт изучения этих параметров для пород других гипербазитовых массивов Урала показывает, что относительно малоплотные и сильномагнитные серпентиниты развиваются в зонах, проницаемых для растворов, где было повышенное парциальное давление кислорода. Слабомагнитные серпентиниты развиты в пределах участков, где

протекали лишь автометаморфические процессы. Подобное характерно и для изучаемого массива, но следует помнить, что в зонах прогрессивного метаморфизма плотность пород может увеличиваться, а магнитная восприимчивость снижаться.

Хромиты. Хромитовые руды по плотности заметно отличаются от вмещающих гипербазитов. Магнитная восприимчивость хромитовых руд непостоянна, но редко превышает $400 \cdot 10^{-6}$ СГС, в среднем $350 \cdot 10^{-6}$ СГС. Хромитовые руды и околорудные дуниты отличаются от вмещающих пород высокой остаточной намагниченностью ($2000 \cdot 10^{-6}$ СГС). Источником остаточной намагниченности являются редкие мелкие зерна магнетита, диаметр которых от 10 до 100 мкм. С увеличением содержания хромшпинелидов на 10% плотность руды увеличивается на 0,10-0,16 г/см^3. Плотность хромитовых руд колеблется от 3,01 г/см^3 до 4,35 г/см^3.

Таким образом, средняя плотность всех ультраосновных пород очень близка, как у малоизмененных разностей, так и у метаморфизованных. А руды выделяются повышенной плотностью среди вмещающих пород.

После подробного изучения физических свойств горных пород и руд участка, а также имеющейся физико-геологической модели для соседнего участка (рис. 1) была составлена физико-геологическая модель и сделаны выводы о рациональном комплексе геофизических методов для поисков хромитового оруденения на участке Юго - Западное 4.

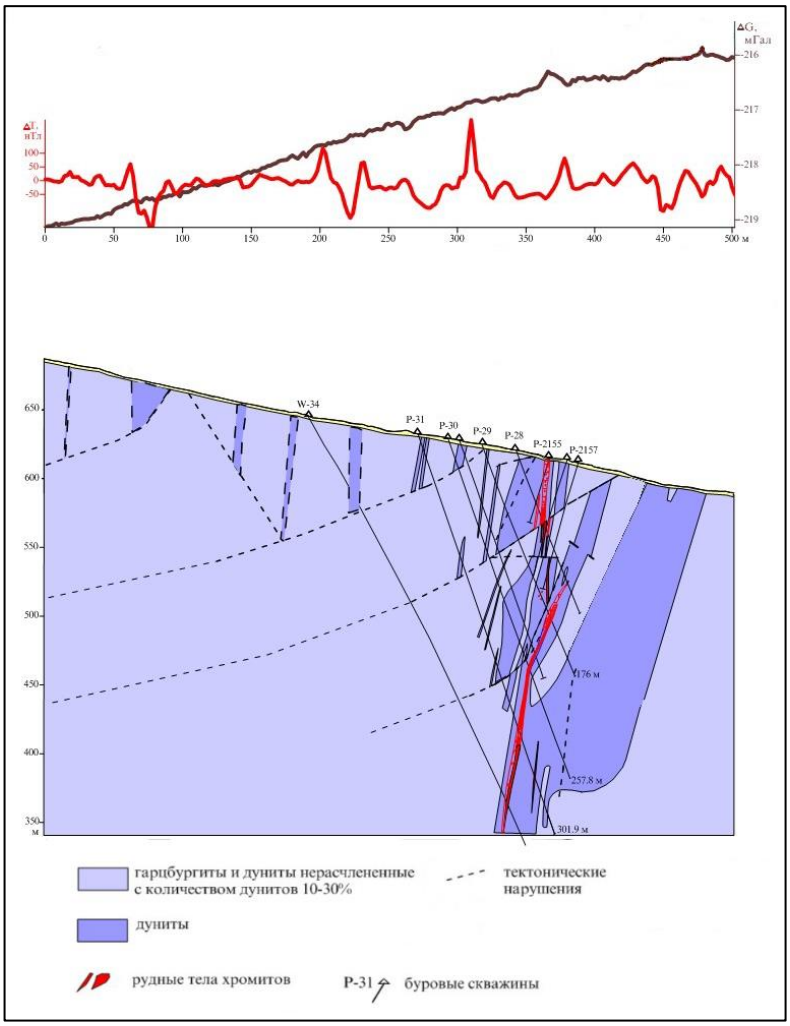


Рисунок 1. *ФГМ рудопроявления хромитов на соседнем участке*

Выводы

В результате изучения физических свойств горных пород, слагающих массив, предлагаются следующие методы для поисков хромитового оруденения на участке Юго-Западное 4: магниторазведка, гравиразведка, вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ). Метод ВЭЗ предложен с целью определения мощности покровных отложений, отличающихся низким удельным электрическим сопротивлением по сравнению с коренными породами.

Библиография

1. Вахрушева Н.В. Метаморфизм хромитоносных гипербазитов Полярного Урала: автореферат дис. … канд. геол.-мин. наук // Метаморфизм хромитоносных гипербазитов Полярного Урала: автореферат дис. … канд. геол.-мин. наук. - Екатеринбург: [б.н.], 1996 г.

2. Никитин А.А. Комплексная интерпретация геофизических полей при изучении глубинного строения Земли//Геофизика. 1997. №4

3. Шевнин В.А. Геофизика. Комплексная обработка геофизических методов. //Геологический факультет МГУ// (https://teach-in.ru/)

4. Шерендо Т.А., Вдовин А.Г. Природа геомагнитных аномалий в метаморфизованных дунитах с хромитовым оруденением в южной части Ключевского альпинотипного массива (Средний Урал). // Геология и геофизика. 2015. №3

Сравнение базовых платформ построения нейросетевого аппроксиматора для решения обратной задачи геофизики

Кладков Ф.Д.* (МГРИ, fladkov@gmail.com),
научный руководитель: Оборнев И. Е (НИИЯФ МГУ, МГРИ, o_ivano@mail.ru)

Аннотация

Нейронные сети широко используются при решении различного рода задач интерпретации и обработки геофизических данных. В настоящей работе рассматриваются вопросы применения аппроксимационного нейросетевого (АНС) метода для решения обратных многокритериальных задач геофизики, которые сводятся к нелинейному операторному уравнению I рода (соответственно к системе операторных уравнений). АНС метод заключается в построении приближенного обратного оператора задачи с помощью нейросетевых аппроксимационных конструкций (MLP сетей) на основе заранее построенного множества опорных решений прямых и обратных задач. В работе приводится сравнительный анализ наиболее популярных библиотек машинного обучения с открытым исходным кодом.

Ключевые слова

Геофизика, обратная задача, аппроксимация, нейронные сети, комплексирование.

Источники финансирования

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (проект № 19-11-00333).

Теория

Одно из важнейших практических приложений нейронных сетей связано с их аппроксимационными и интерполяционными свойствами, что делает их эффективным инструментом задач вычислительной математики. Начиная с 90-ых годов прошлого столетия, нейронные сети начинают применяться при решении обратных коэффициентных задач математической физики и, в частности, задач геофизики. В этих методах неизвестный обратный оператор задачи представляется в виде аппроксимационной конструкции (нейронной сети) с неопределёнными коэффициентами, которые вычисляются в процессе обучения на предварительно построенном множестве опорных решений прямых (а значит и обратных) задач. По терминологии В.И. Дмитриева [Дмитриев, 2012, стр.51] этот алгоритм можно назвать «методом подбора на банке решений», а обученная нейросеть является приближенным аппроксимирующим оператором.

С помощью построенного таким образом обратного нейросетевого оператора (НС аппроксиматора) может быть получено очень быстрое (обычно за первые секунды) приближённое интерполяционное решение обратной задачи для произвольных входных данных, не принадлежащих обучающему множеству. Данный подход к решению ОЗ называют аппроксимационным нейросетевым (АНС) методом [Шимелевич и др. 2018].

Здесь уместна аналогия данного метода, построенного на множестве опорных (известных) решений, с механизмами обработки изображений головным мозгом человека. В нейрофизиологии считается, что за единицу времени на сетчатке получается неполное (приближённое) изображение объекта (например, движущегося автомобиля у пешехода на дороге), состоящее из сегментированного конечного числа объектов, накопленных прошлым опытом (в рассматриваемом случае - известных опорных решений обратной задачи). В дальнейшем, мозг обрабатывает (нейросеть интерполирует и экстраполирует на «банке данных») и достраивает некоторое «дополненное» изображение (ответ нейросети).

Рассматривается возможности улучшения параметров скорости и качества решения обратной многокритериальной 3D задачи восстановления границ слоистого разреза с известными физическими параметрами слоя (структурная трехмерная обратная задача) по комплексу данных измерения гравиразведки, магниторазведки и электроразведки. Общее число неизвестных параметров, определяющих геометрию границ в данной задаче составило 900 значений.

Для данной задачи была выбрана схематическая синтезированная пятислойная 3D модель разреза, типичная для норильского района. второй слой может выклиниваться и присутствует в 30% случаев. Для всех выбранных методов исследования были заданы соответствующие (постоянные) значения физических параметров в слое и единые пределы изменения границ в каждом слое [Оборнев и др. 2020].

Использовались нейронные сети (НС) типа многослойный персептрон (МСП, MLP) пятислойная модель с тремя скрытыми слоями. Устоявшаяся практика в отношении скрытых слоев предусматривает установление их размеров для образования воронки, с уменьшением числа нейронов на каждом слое — логическое обоснование того, что многие низкоуровневые средства могут объединяться в намного меньшее количество наследуемых высокоуровневых средств [Жерон, 2018, стр.688]. Как следствие в скрытых слоях количество нейронов было взято в виде соотношения 32,16,8 и была использована выпрямленная линейная единичная функция (*relu*). МСП обучался методом стохастического градиентного спуска (*adam*). Отдельно был проведен эксперимент с учётом критерия ранней остановки (*early_stopping*) – 500 эпох после минимума ошибки на валидационном наборе данных. Каждый МСП обучался по 5 раз с различными инициализациями весов, статистики применения усреднялись.

На рисунках 1 и 2 слева представлены результаты вычисления (1) средней абсолютной ошибки (САО), нормированной на диапазон изменения искомого параметра D_s (1), а справа - среднее значение метрики коэффициента детерминации R^2 (2) полученной после обучения и применения к тестовым данным двух различных НС-аппроксиматоров для каждого слоя и в среднем по всему разрезу.

$$CAO = \| s - s' \|_{l_1}^{N} = \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{D_s} \frac{1}{N} | s_n - s'_n | = \frac{1}{D_s N} \sum_{n=1}^{N} | s_n - s'_n | \qquad (1)$$

где D_s - диапазон изменений, N – число параметров.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{n=1}^{N} (s_n - s'_n)^2}{\sum_{n=1}^{N} (s_n - \overline{s}_n)^2} \qquad (2)$$

На рисунке 1 представлены сравнение результатов библиотек *TensorFlow* и *Sklearn* без учёта критерия ранней остановки. По всем ярусам и в среднем видно преимущество библиотеки *TensorFlow* (среднее по *TensorFlow*: САО = 0.13; R^2 = 0.58; по *Sklearn*: САО = 0.16; R^2 = 0.40). При этом время обучения для одного яруса у *TensorFlow* составляет 1.5-2.2 минуты, а *Sklearn* 0.1-0.25 минут (5-15 секунд). Соответственно, *Sklearn* сильно выигрывает по времени, но для получения более точных результатов лучше использовать конструкцию библиотеки *TensorFlow*.

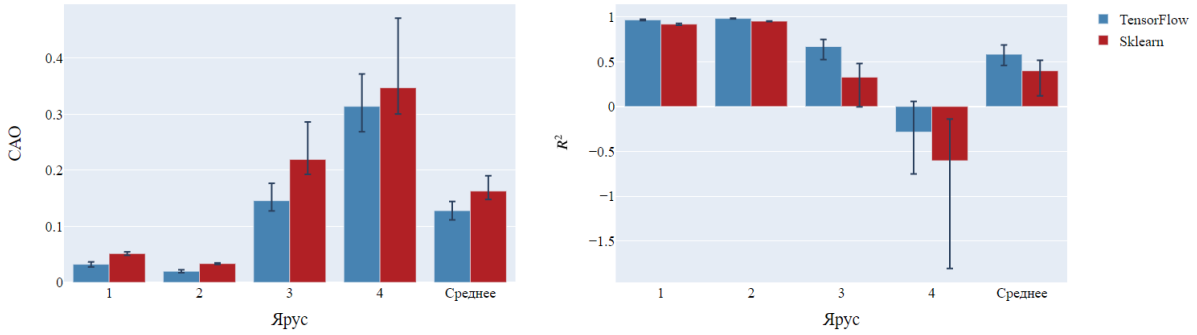


Рисунок 1. *Собственные ошибки НС-аппркосиматора. Слева представлена результат по средней абсолютной ошибке (САО), справа по критерию коэффициента детерминации R^2. Синим цветом показаны осредненные результаты для каждого яруса и средних значений для библиотеки TensorFlow, красным цветом результаты библиотеки Sklearn. Также на диаграмме показан размах между лучшим и худшим результатом среди пяти пусков с различными инициализациями весов.*

На рисунке 2 представлены результаты второго эксперимента с использованием критерия ранней остановки - 500 эпох после минимума ошибки на валидационном наборе данных. Как видно результаты улучшились (среднее по *TensorFlow*: САО = 0.09; R^2 = 0.77; по *Sklearn*: САО = 0.11; R^2 = 0.72), но также и увеличилось время обучения одного яруса: 9-11 минут у *TensorFlow* и 4-5 минут у *Sklearn*. Также заметна стабилизация результатов при многократных пусках, что выражается в более устойчивом решении.

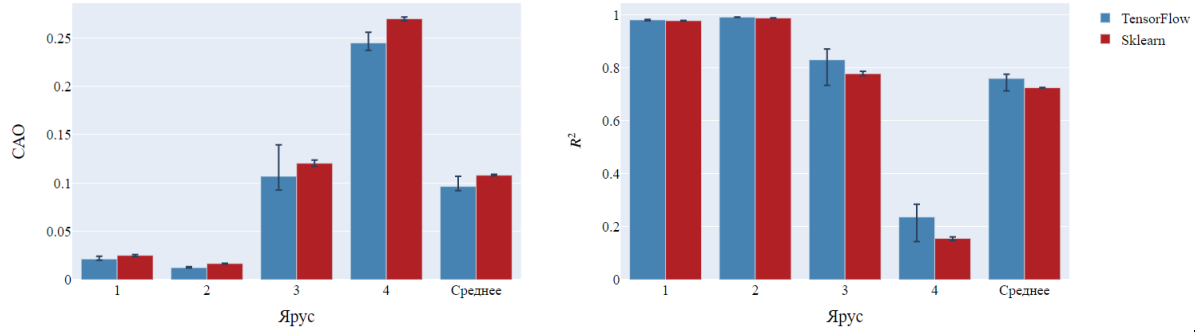


Рисунок 2. *Собственные ошибки НС-аппркосиматора с учётом критерия ранней остановки. Слева представлена результат по средней абсолютной ошибке (САО), справа по критерию коэффициента детерминации R^2. Синим цветом показаны осредненные результаты для каждого яруса и средних значений для библиотеки TensorFlow, красным цветом результаты библиотеки Sklearn. Также на диаграмме показан размах между лучшим и худшим результатом среди пяти пусков с различными инициализациями весов (окно ошибки).*

Выводы

1) Конструкции обеих библиотек *TensorFlow Keras* и *Sklearn* дают удовлетворительный результат за приемлемое на практике время. При этом *Sklearn* работает быстрее и проще настраивается, но более точные результаты показывает *TensorFlow*, а также в ней доступна более детальная настройка гиперпараметров сети (например задание разных функций активации для каждого слоя нейросети).

2) Введение критерия ранней остановки увеличивает время обучения, но и существенно улучшает результаты предсказания, при этом результаты библиотеки *Sklearn* более стабильны при многократных пусках с разной инициализацией весов по сравнению с *TensorFlow*.

Сделаны первые шаги в сравнительном анализе известных библиотек и в дальнейшем планируется провести следующие эксперименты:

1) Проверка эффективности использования методов аппроксимационного нейросетевого метода на других задачах геофизики и оценка полученных выводов с увеличением размерности задачи.

2) Использование других библиотек машинного обучения, таких как *PyTorch*, *Theano*, *Caffe*, и сопоставление новых результатов с полученными.

3) Более детальная настройка гиперпараметров нейросетей (количество нейронов скрытых слоях, изменение настроек для функции активации, генерация случайных чисел для инициализации весов и смещения и др.).

Благодарности

Работа выполнена с использованием оборудования Центра коллективного пользования сверхвысокопроизводительными вычислительными ресурсами МГУ имени М.В. Ломоносова.

Библиография

1. Дмитриев В. И. Обратные задачи геофизики. МГУ ВМК. - Москва : МАКС Пресс, 2012. 340 с.

2. Жерон, Орельен. Прикладное машинное обучение с помощью Scikit-Learn и TensorFlow концепции, инструменты и техники для создания интеллектуальных систем. Пер. с англ. — СпБ.: ООО “Альфа-книга”, 2018. — 688 с.: ил. — Парал. тит. англ.

3. Оборнев Е.А., Оборнев И.Е., Родионов Е.А., Шимелевич М.И. Применение нейронных сетей в нелинейных обратных задачах геофизики // Журнал вычислительной математики и математической физики. 2020. Т. 60, № 6. С. 1053–1065.

4. Шимелевич М.И., Оборнев Е.А., Оборнев И.Е., Родионов Е.А. Алгоритм решения обратной задачи геоэлектрики на основе нейросетевой аппроксимации // Сиб. журн. вычисл. матем., 2018. 21:4. С. 451–468.

Использование вероятностных нейронных сетей для интерполяции данных ГИС

Корочкин Г.М. * (МГРИ-РГГРУ, geokorochka@gmail.com), Алтухов Е.Е. (МГРИ-РГГРУ, aee@mgri.ru)

Аннотация

В настоящее время в научных исследованиях все чаще применяются методы машинного обучения. В данном докладе рассматривается применимость использования вероятностной нейронной сети (PNN) для интерполяции данных ГИС.

Ключевые слова

Нейронные сети, интерполяция, геофизические исследования скважин.

Теория

В качестве примера рассматривается месторождение недалеко от г. Сургут, сложенного осадочными и терригенными породами.

Объектом изучения является осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, с которыми связана промышленная нефтегазоносность.

Максимально вскрытый разрез зафиксирован в разведочной скважине, и составляет 3159 м.

В геологическом строении принимают участие породы, слагающие три структурно-тектонические этажа. Степень изученности их различна. Нижний и средний этажи исследованы недостаточно полно, а верхний, с которым связано большинство скоплений углеводородов, охарактеризован в значительно большей степени как геофизическими методами, так и глубоким бурением.

Известно, что бурение и эксплуатация скважин, а также геофизические исследования сопряжены с большими финансовыми расходами. Очевидно, что перед добывающими компаниями стоит задача минимизировать количество дорогостоящих буровых и исследовательских работ, при этом не жертвуя качеством и количеством получаемых данных.

Традиционно, для полученя приближенных значений в точках, где не было исследований, используются методы интерполяции. Наиболее известны: послойная интерполяция, кригинг, метод ближайшего соседа. Однако, такой подход не всегда может быть оптимален, поскольку он требует довольно густой сети наблюдений, а также дополнительной настройки для получения наилучшего результата [1].

В качестве альтернативы предлагается использовать вероятностные нейронные сети класса probabilistic neural network (PNN).

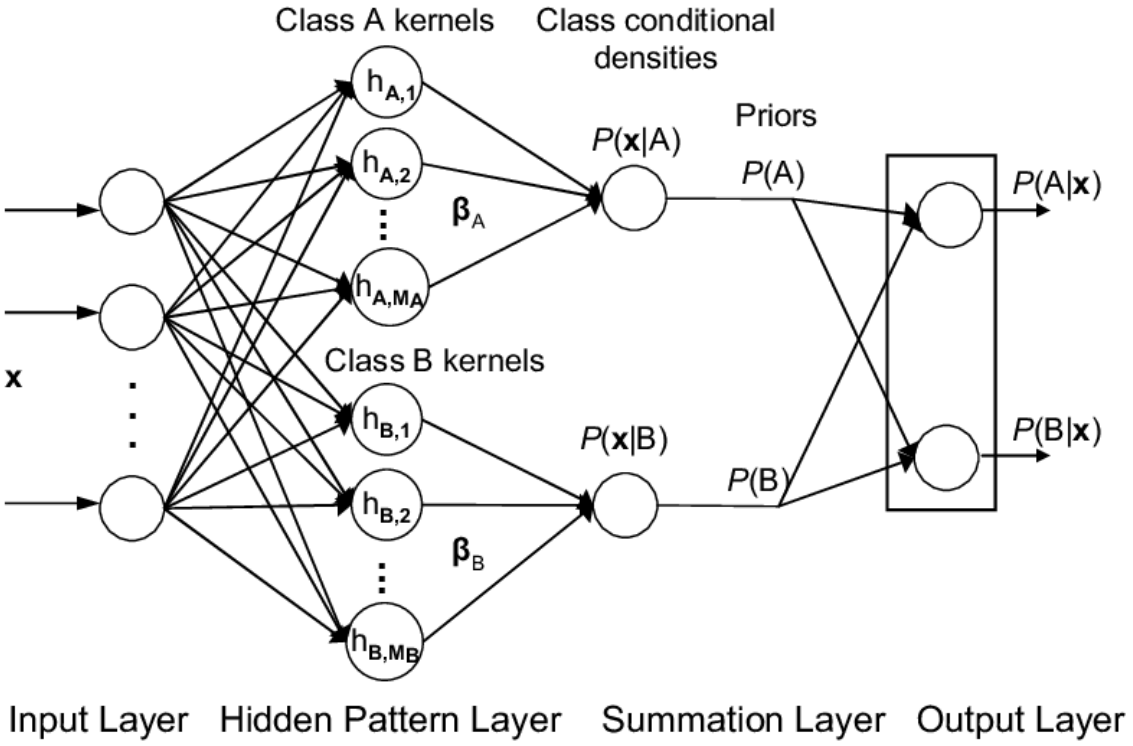


Рисунок 1. *Схема вероятностной нейронной сети.*

Нейронная сеть, архитектура которой изображена на рисунке 1, состоит из четырех слоев: входного, скрытого, суммирующего и выходного. На входной слой подается информация, которая заранее известна, например, координаты точки по X и Y, в которой требуется определить значения некой величины, ее удаленность от точек, в которых присутствуют данные (пробуренные скважины), значения параметров в скважинах и так далее. Скрытый слой состоит из кластеров нейронов, связанных с соответствующими классами входных данных. Слой суммирования суммирует значения, полученные на прошлом слое. Выходной слой выдает диапазон вероятности определяемой величины [2,3].

На рисунке 2 представлена карта пористости по данным месторождения, полученная методом кригинга в ПО Golden Software Surfer. Невооруженным глазом видны «артефакты» в центральной и юго-восточной частях карты. Также явно видна плавность изолиний, которая навряд ли соответствует распределению физической величины в пластах горных пород. На рисунке 3 представлена карта пористости, полученная с помощью PNN. Распределение пористости на этой карте выглядит намного более естественно, «артефакты» пропали.

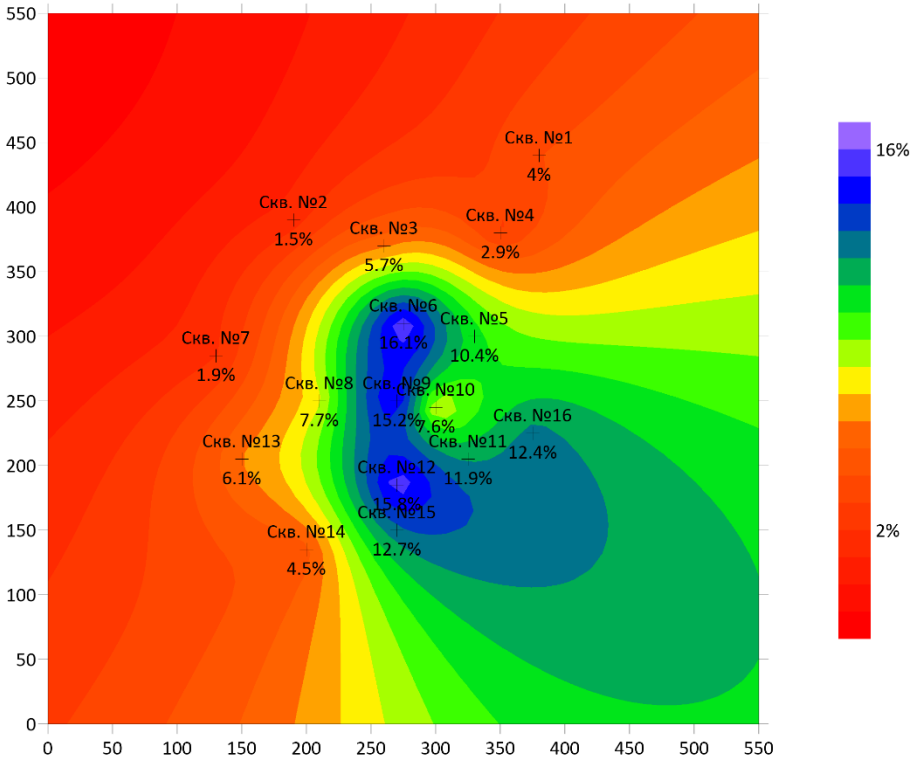


Рисунок 2. *Карта пористости горных пород по данным скважин, построенная с помощью кригинга.*

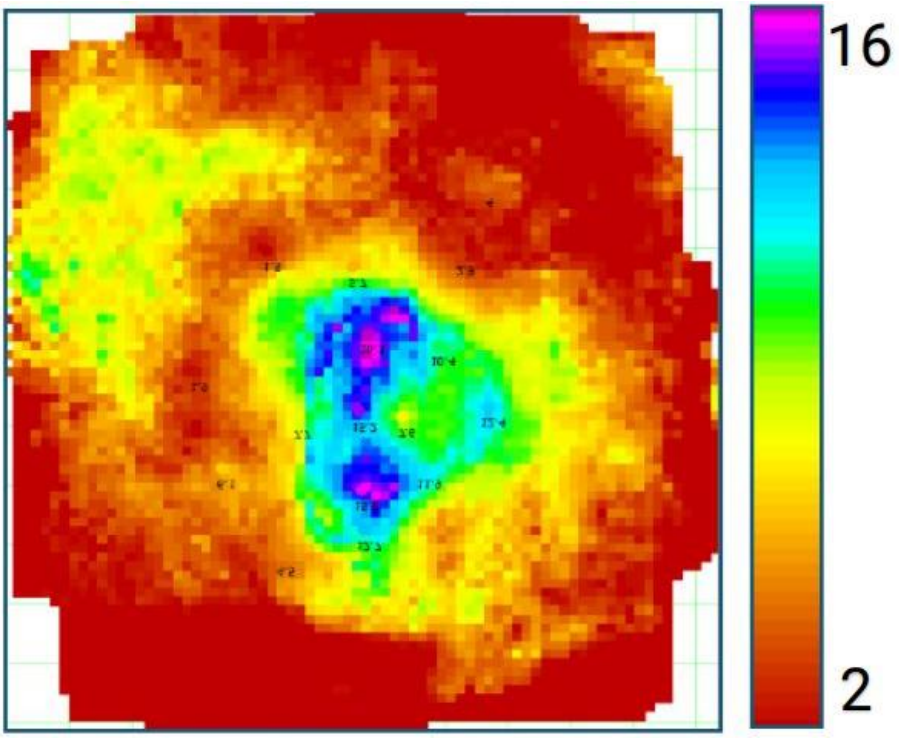


Рисунок 3. *Карта пористости горных пород по данным скважин, построенная с помощью нейронной сети..*

Выводы

Нейронные сети являются перспективным способом интерполяции данных ГИС. Основным их преимуществом является отсутствие потребности в настройке и густой сети данных.

Библиография

1. Каневский М.Ф., Демьянов В.В., Савельева Е.А. Элементарное введение в геостатистику // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов, №11, ВИНИТИ, Москва, 1999 https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kriging-i-bazovye-geostatisticheskie-modeli.pdf

2. Кветный Р. Н., д. т. н., проф.; В. В. Кабачий, к. т. н., доц.; О. О. Чумаченко ВЕРОЯТНОСТНЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ В ЗАДАЧАХ ИДЕНТИФИКАЦИИ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ // Научные труды Винницкого национального технического университета, вып. 3, ноябрь 2011 г., https://trudy.vntu.edu.ua/index.php/trudy/article/view/221.

3. Филатова Татьяна Владимировна Применение нейронных сетей для аппроксимации данных // Вестн. Том. гос. ун-та. 2004. №284. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-neyronnyh-setey-dlya-approksimatsii-dannyh.

Напряженное состояние разломных зон на месторождениях УВ и ПХГ

Кузьмин Д.К. (ИФЗ РАН, dimak1292@mail.ru)

Аннотация

В статье описывается методика определения локальных напряжений в окрестности разломных зон, при условии, когда имеются лишь данные геодезических наблюдений. С помощью аналитической параметрически-индуцированной модели решается обратная геодинамическая задача, для определения геометрических и физико-механических параметров разломной зоны. После выявления значений искомых параметров, решением прямой задачи рассчитываются горизонтальные напряжения. Распределение напряжений характеризуют наблюдаемые локальные оседания земной поверхности.

Ключевые слова

Моделирование, напряжения, разлом, геодезические наблюдения., месторождения нефти и газа

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания Института физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН

Теория

В настоящее время, как в научных трудах, так и в методических пособиях, наличие разломных зон зачастую иллюстрируют сдвигами или надвигами блоков земной поверхности. Однако, когда исследование разломов проводится на разрабатываемых месторождениях УВ, не стоит пренебрегать точностью определения класса (типа) его кинематического образования. Разломы раздвигового типа оказывают гораздо большее воздействие на деформации земной поверхности, обусловленной разработкой резервуара нефти или газа. Целью данной работы является показать напряженное состояние раздвиговых разломов, с помощью прямой и обратной задачи современной геодинамики и моделирования на основе параметрически-индуцированной модели.

В ряде работ, посвященных изучению разломных зон на нефтегазовых объектах [1,2,3] неоднократно проводилось сопоставление повторных геодезических наблюдений с модельными построениями деформаций, и установлено, что образование локального пикеобразного оседания на геодезическом профиле указывает на наличие раздвигового разлома в этом месте. Опираясь на этот факт, появляется возможность решать обратные геодинамические задачи для выявления параметров разломный зоны. Далеко не всегда у исследователя имеется геологическая модель, чтобы вычислить размеры разломных зон по факту. Однако, стоит задача дать прогнозную оценку его напряженно-деформационной активности в процессе разработки месторождения, и, поэтому решение обратных задач остается единственным инструментом для определения параметров разлома – его длины, ширины, и глубины залегания. После выявления этих параметров с помощью моделирования, вторым шагом является решение прямой аналитической

задачи для определения деформаций или напряжений. Такой подход, в случае с деформациями (наклонами) ярко продемонстрирован в работах [4,5]. В данной статье этот механизм применен для определения горизонтальных напряжений в окрестности разломных зон, на примере Ромашкинского нефтяного месторождения и Степновского подземного хранилища газа, которые могут быть использованы для выявления зон потенциальной аварийности объектов инфраструктуры месторождений [8].

Аналитическая модель представляет собой вытянутую вертикальную прямоугольную призму (форма разломной зоны). Изначально она нагружена тектоническими и гравитационными напряжениями, а внутреннее индуцирование характеризуется изменением объемного модуля. Изменение объемного модуля зависит не только от коэффициента жесткости, но и от изменения порового давления во флюидонасыщенной среде разлома [6]. Геодезический профиль нивелирных наблюдений на Ромашкинском нефтяном месторождении пересекает 2 разломные зоны. По результатам накопления деформаций в течение нескольких циклов наблюдений построен график (рис.1а.) На нем отчетливо видно «гамму» аномалию, обусловленную активизацией раздвигового разлома [10,12,13], амплитудой 28 мм. С помощью вышеупомянутого аналитического метода, было произведено математическое моделирование. В процедуре подбора были задействованы такие параметры как ширина разломной зоны и глубина залегания. В данном случае, при отсутствии детального пространственного расположения профилей, нет и предположений о длине разлома. Поэтому решалась плоская задача в рамках параметрически-индуцированной модели. Когда модельная кривая по своей амплитуде и ширине максимально повторила наблюдаемую кривую, были установлено что разлом имеет ширину 150м., и залегает на глубине от 50м. до 480м. Добиться результата удалось при значении изменения порового давления на 1 Мпа.

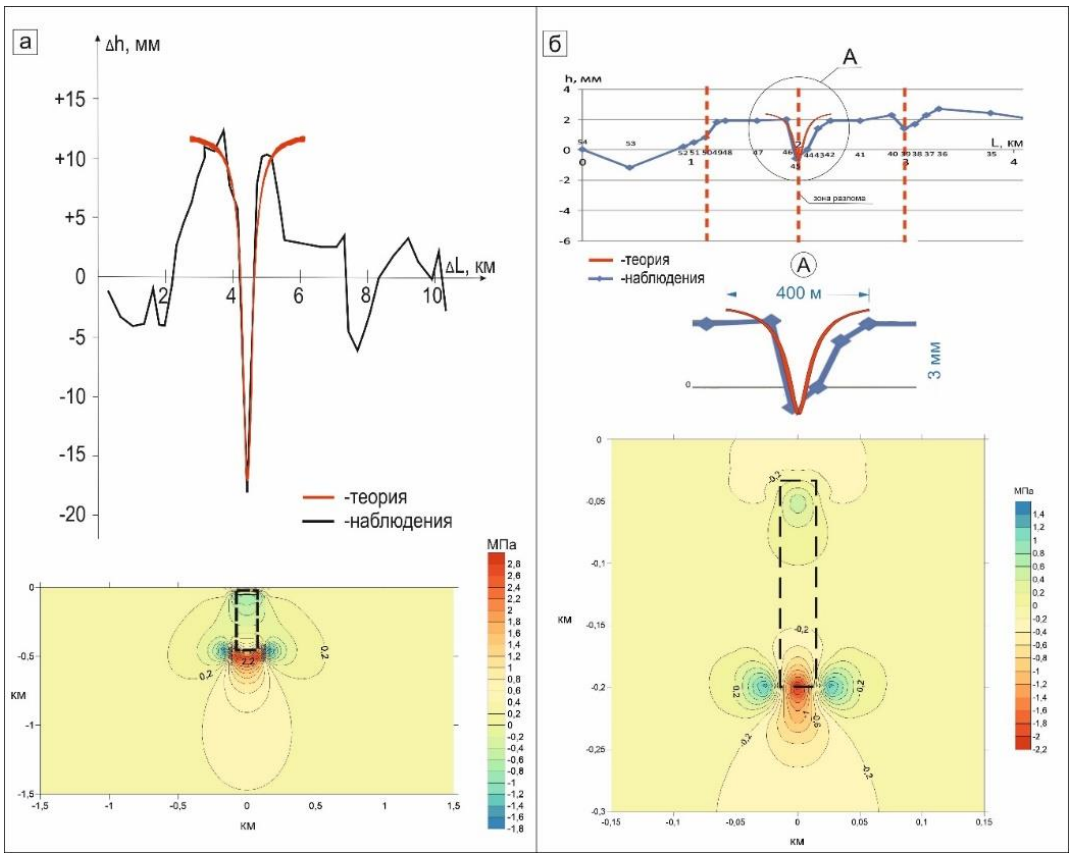


Рисунок 1. *Моделирование напряженного состояния разломной зоны с помощью прямой и обратной геодинамических задач, на примерах: а) Ромашкинского нефтяного месторождения; б) Степновского подземного хранилища газа*

Результаты.

В нижней части рисунка 1а проиллюстрировано распределение горизонтальных напряжений в окрестности разлома, которое удалось рассчитать с помощью аналитической модели [7], вооружившись всеми необходимыми геометрическими и физико-механическими параметрами после математического моделирования. Видно, что горизонтальные напряжения сжатия порядка 1.2-1.8 Мпа сконцентрированы в нижней части слева и справа от разломной зоны. Несложно убедиться, что повышение давления в пласте создало этот характер распределения напряжений сжатия. Под нижней кромкой разлома соответственно наблюдаются горизонтальные напряжения расширения (до 2.8 Мпа), отсюда и возникшее локальное оседание.

На рисунке 1б представлен аналогичный подход, на примере Степновского ПХГ. В верхней части рисунка показан профиль вертикальных смещений по одному из циклов наблюдений [11]. Как видно по общему поднятию кривой, измерения проводились в момент закачки газа. На фоне общего поднятия наблюдаются и локальные оседания земной поверхности, характеризующие наличие разломных зон. На примере одной из них, по вышеописанной методике, также решена обратная задача. Смоделированную теоретическую кривую шириной 400м., и амплитудой 3 мм, удалось достичь с точностью до величины ошибок наблюдений [9], при параметрах ширины разлома 30м., и глубине от 40 до 200м., а также при изменении порового давления в среде разлома на 1.2 Мпа. Построенные по этим параметрам горизонтальные напряжения в окрестности разлома дают схожие представления о процессе, что и на рис.1а, что логично, так как рассматривается цикл наблюдения, сделанный в период закачки газа. Напряжения сжатия 1.2-1.4 Мпа схожи со значением изменения порового давления и наблюдаются по бокам нижней кромки разлома, а напряжения расширения имеют чуть большие значения (до 2.8Мпа), концентрируются под нижней кромкой модели разлома. В этой зоне уменьшается жесткость среды, и образуется локальное оседания на фоне общего поднятия земной поверхности.

Выводы

Продемонстрирована методика, позволяющая оценивать уровень напряженного состояния разломных зон, при условии отсутствия данных об их пространственном расположении. Аналитическая параметрически-индуцированная модель способна дать прогноз по напряжениям и деформациям, имея лишь данные геодезических измерений. Чем точнее проводятся геодезические наблюдения, чем лучше густота заложения наблюдательных пунктов и количество профилей, тем точнее будет и модельный анализ.

Библиография

1. *Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К. Кузьмин Ю.О.* Решение обратных задач современной геодинамики недр на месторождениях углеводородов и подземных хранилищах газа. // Маркшейдерский вестник. 2018. № 4. С. 52 – 61.

2. *Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К.* Моделирование градиентов смещений земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский

вестник. 2019. № 5. С. 56 – 62.

3. *Кузьмин Д.К.* Сопоставление моделей деформационной активности раздвиговых разломов с результатами геодинамического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Проблемы недропользования. 2019. №4. С.18 – 27.

4. *Кузьмин Д.К.* Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. // Маркшейдерский вестник. 2020. № 5. С. 37 – 43.

5. *Кузьмин Д.К.* Моделирование смещений земной поверхности, полученных различными спутниками со встроенным модулем РСА (на примере мониторинга месторождения нефти и газа) // Проблемы недропользования. 2021. №2. С. 94 – 104.

6. *Кузьмин Ю.О.* Индуцированные деформации разломных зон. // Физика Земли. 2019. № 5. С. 61 – 75.

7. *Кузьмин Ю. О.* Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2002. №9. С. 48-54.

8. Кузьмин Ю. О., Никонов А. И. Геодинамическая природа аварийности нефтегазоносных скважин и трубопроводных систем / В сборнике: Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ВНИИГАЗ). Москва, 1998. С. 315-328.

9. Кузьмин Ю. О. Проблемные вопросы изучения деформационных процессов в современной геодинамике // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2008. № 3. С. 98-107.

10. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика раздвиговых разломов // Физика Земли. 2018. № 6. С. 87-105.

11. Кузьмин Ю. О. Парадоксы сопоставительного анализа измерений методами наземной и спутниковой геодезии в современной геодинамике // Физика Земли. 2017. № 6. С. 24-39.

12. Кузьмин Ю. О. Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа // Геофизические процессы и биосфера. 2021. Т. 20, № 4. С. 103-121.

13. Кузьмин Д. К., Кузьмин Ю. О., Фаттахов Е. А. Моделирование современных геодеформационных процессов в разломных зонах. / Материалы Всероссийской конференции «Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса». М.: ООО «ТиРу»/ 2013. С. 90-100.

Использование скважинных имиджеров для уточнения модели трещиноватости коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны

Куприн Д.Ю.* (МГРИ, kuprin.daniil.geo@gmail.com), Изюмова Е.А. (E&P Software, Ekaterina.Izyumova@Emerson.com), Алтухов Е.Е. (МГРИ, aee@mgri.ru)

Аннотация

Рассмотрены возможности методов высокой информационной плотности – электрического и акустического имиджеров для повышения информативности методов ГИС (геофизических исследований скважин) и обоснования модели коллекторов со сложной структурой порового пространства. Опробованы методы Data Science для настройки алгоритмов количественной интерпретации ГИС.

Для уточнения геологической модели использовались скважинные имиджеры, позволяющие детализировать структурные и текстурные особенности породы коллектора.

Ключевые слова

Геофизические исследования скважин, трещиноватость, ультразвуковой скважинный сканнер, коллектор.

Теория

Исследуемое месторождение принадлежит к Юрубчено-Тохомской зоне, расположенной в юго-западной части Сибирской платформы. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления относится к одной из самых перспективных территорий в Восточной Сибири в плане разведки и добычи углеводородов. Она приурочена к Камовскому своду Байкитской антеклизы и включает в себя ряд месторождений, к которым относится рассматриваемое в этой статье месторождение.

Месторождения Юрубчено-Тохомской зоны характеризуются карбонатными разрезами, трещинно-кавернозным типом коллектора, приурочены к рифейским и нижневендским отложениям. Особенность докембрийских отложений заключается в преимущественно доломитовом составе, сложной системе трещин и разломов. Разломы могут быть как гидродинамически проницаемыми, так и непроницаемыми. В связи с древностью рифейских толщ, они долгое время были подвержены воздействию ряда вторичных процессов, что не могло не сказаться на коллекторских свойствах породы.

Карбонатный разрез объекта исследования лежит на кристаллическом фундаменте, представленном метаморфическими образованиями архейско-протерозойского возраста.

Выделяются два структурно-тектонических этажа: нижний, соответствующий основанию, кристаллический фундамент, и верхний – осадочный чехол. Осадочный чехол, в свою очередь, подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-протерозойский. Структурные яруса разделены угловым несогласием. Венд-протерозойский ярус осложнён интрузиями долеритов (рисунок 1).

Рисунок 1. *Схематический разрез по Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления по линии Запад-Восток*

Скважинами были вскрыты породы рифея, венда, кембрия, ордовика, а также четвертичные отложения. В подошве венда фиксируется резкое угловое и стратиграфическое несогласие, и отложения венда перекрывают продуктивные толщи рифея.

Объектом детального изучения являются осадочные рифейские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность изучаемого месторождения. Продуктивные рифейские отложения перекрыты региональным флюидоупором сульфатно-глинисто-карбонатного состава вендского возраста и галогенно-карбонатными породами усольской свиты нижнего кембрия.

Литологически продуктивные отложения рифея сложены доломитами трещиноватыми и кавернозными с незначительными примесями глинистых минералов. Преобладающая роль в формировании коллекторов, находящихся в данном месторождении, принадлежит межблоковой трещинно-кавернозной пористости. Матричная часть коллектора представлена низкопористой и низкопроницаемой породой и полностью насыщена водой.

В субгоризонтальных скважинах месторождения в продуктивных пластах проводился современный комплекс скважинных исследований оборудованием компании Schlumberger. Комплексы ГИС и их интерпретация выполнялись согласно с требованиями заказчика (рисунок 2) [1-2].

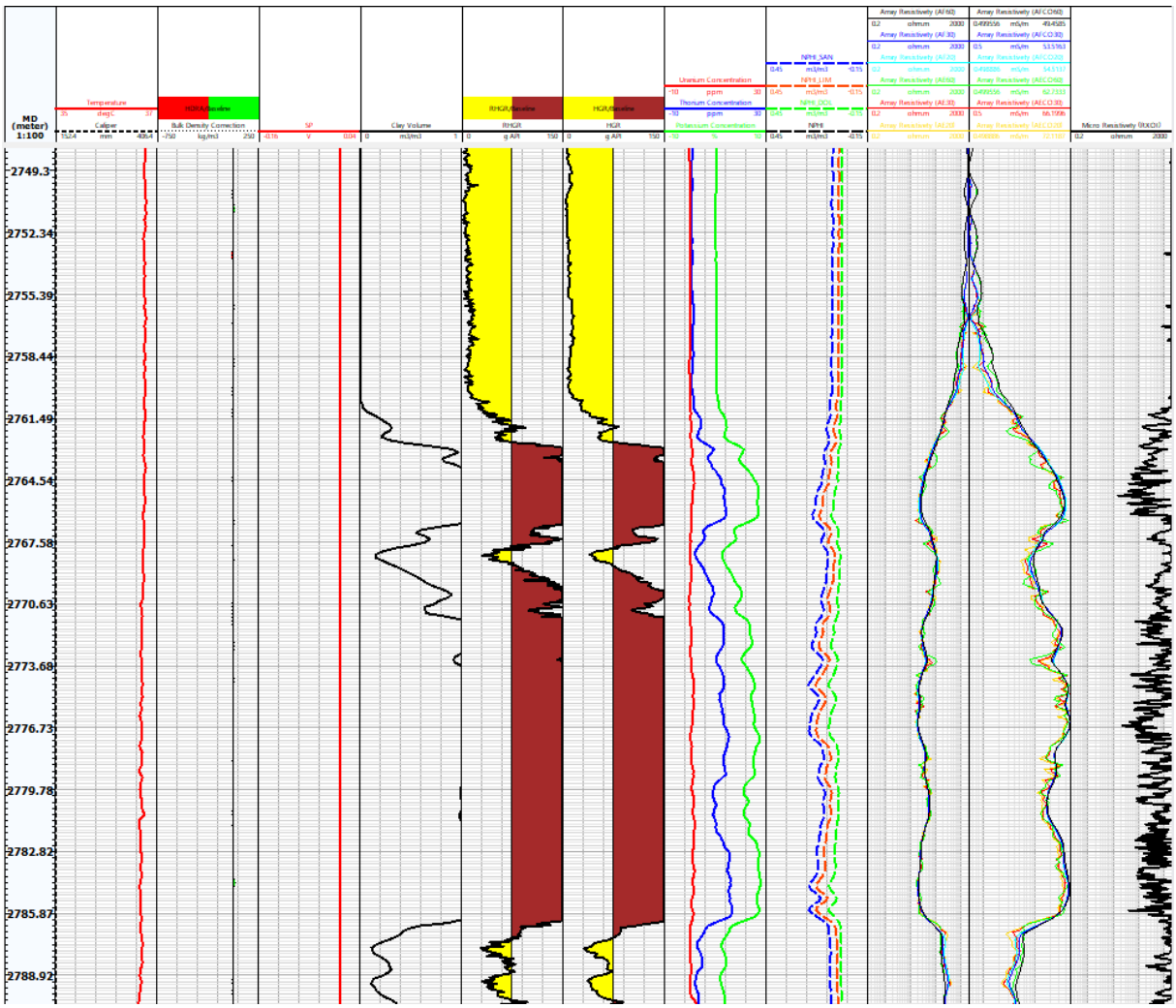


Рисунок 2. *Пример комплекса ГИС проведённого в горизонтальном участке ствола скважины, внутри пласта коллектора.*

Для получения вышеуказанных данных комплекс стандартных методов ГИС, использующий несколько приборов: HGNS, HRMS, HRLA, AIT [5].

Интегрированный зонд гамма- и нейтрон-нейтронного каротажа (HGNS) предназначен для измерения нейтронной пористости. Прибор содержит зонды для оценки нейтронной пористости, естественного гамма-излучения и акселерометрии.

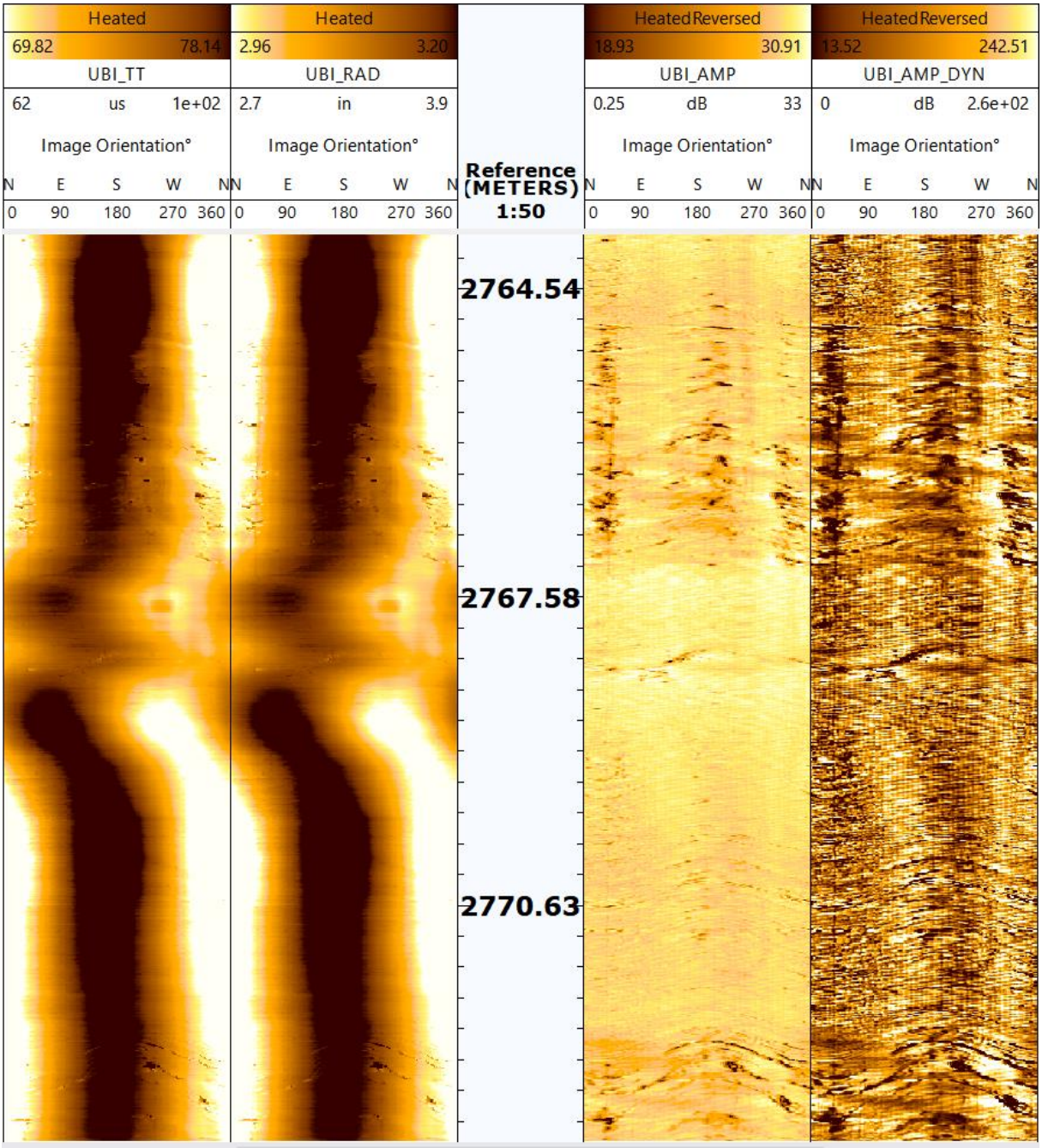
Трёхзондовый прибор литоплотностного каротажа в корпусе механического зонда высокого разрешения (HRMS) служит для измерения плотности пород и фотоэлектрического фактора.

Многозондовый прибор бокового каротажа высокого разрешения (HRLA) позволяет определять истинное удельно сопротивление тонкослоистых пластов в условиях глубокой зоны проникновения. Также позволяет определять водонасыщенность и межфлюидные контакты.

Многозондовый индукционный прибор (AIT) применяется при стандартных скважинных условиях для измерения УЭС пластов на различных расстояниях от ствола

скважины. Позволяет оценить водонасыщенность, содержание подвижных углеводородов, анализировать тонкослоистые коллектора.

В связи с тем, что порода коллектор исследуемого месторождения является коллектором из-за межблоковой трещинно-кавернозной пористости, которую не представляется возможным количественно оценить с помощью стандартного комплекса ГИС, в продуктивном пласте были проведены исследования используя ультразвуковой



высокоразрешающий скважинный сканнер UBI (рисунок 3) [3].

Рисунок 3. *Пример полученных данных в горизонтальном участке ствола скважины, внутри пласта коллектора.*

Используя имиджи, полученные с помощью ультразвукового скважинного сканнера UBI, представляется возможным выявить и классифицировать трещины пласта коллектора [4].

Выводы

К применённому комплексу ГИС целесообразно добавить высокоразрешающий азимутальный электрический скважинный имиджер FMI так как этот прибор даёт большее вертикальное разрешение, чем использованный ультразвуковой сканнер UBI, а также позволит подтвердить уже полученные имиджи.

Далее представляется возможным провести расчёт кажущейся пористости трещин и кажущейся плотности трещин, а также провести кластеризацию трещин по классификации Нельсона.

Также представляется возможным спрогнозировать кажущуюся плотность трещин с помощью методов Data Science, таких как последовательная гауссовская симуляция для расчёта множества равновероятностных реализаций, decision tree и random tree с применением машинного обучения, и далее использовать эти реализации для сравнения с полученными данными прибором FMI[6].

Библиография

1. Дахнов В.Н. Интерпретация ГИС. М:Недра. 1982г. 448 с.

2. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М:Недра. 2007 г. 327 с.

3. Liu, H. Principles and Applications of Well Logging / H. Liu. – Chengdu, 2017. – 349 p.

4. Poppelreiter, M. Dipmeter and Borehole Image Log Technology / M. Poppelreiter, C. Garcia-Carballido, M.A. Kraaijveld. – Tulsa, 2010. – 92 p.

5. Schlumberger, Wireline logging tool catalogue, 2020. – 44 p.

6. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, Prediction / T. Hastie, R. Tibshirani, J. Freidman. – New York, NY: Springer, 2009. – 764 p.

Геомеханические и микроструктурные исследования керна с использованием новейшего оборудования и технологий ЦКП ИФЗ РАН

Мунал баева М.Н.* (МГРИ-РГГРУ, maria.munalbaeva@gmail.com), Фокин И.В., (ЦКП ИФЗ РАН, fokin@ifz.ru), Гордеев Н.А., (ИФЗ РАН, gord@ifz.ru), Багдасарян Т.Э., (МГУ, ИФЗ РАН, tanya.bagdasaryan@yandex.ru)

Аннотация

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований керна пород – коллекторов углеводородов одного из месторождений Западной Сибири. Все исследования проведены в Центре коллективного пользования «Петрофизика, геомеханика и палеомагнетизм» Института Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН и включали в себя геомеханические испытания керна на сервогидравлической испытательной установке GCTS RTR4500, разномасштабное изучение состава и микроструктуры пород на оптическом микроскопе Olympus BX53M и сканирующем электронном микроскопе TESCAN MIRA LMS с целью исследования взаимосвязи геомеханических параметров пород, их состава и микроструктуры.

Ключевые слова

Лабораторные исследования, многостадийные испытания, геомеханические свойства, минеральный состав.

Теория

В настоящее время создание геомеханических моделей стало важной и неотъемлемой частью планов разработки месторождений нефти и газа. Геомеханическое моделирование невозможно без задания параметров среды – упругих свойств, предела прочности, угла внутреннего трения [3]. Породы, слагающие осадочную толщу, обладают разными механическими свойствами. Это приводит к неравномерному распределению напряжений и появлению областей их аномальных значений, находящихся за пределом прочности. Бурение скважин в таких условиях сопровождается разрушением породы [2]. Для правильного описания конкретного коллектора проводятся серии трехосных испытаний для определения зависимости параметров среды (модуля сдвига, коэффициента Пуассона, сцепления и трения) от параметров состояния (нагрузки и пластической деформации) [4].

Изучаемое месторождение расположено в Западной Сибири. По типу полезного ископаемого относится к нефтегазоконденсатным. Отобранные образцы состоят из песчаников, алевролитов, а также их переслаивания. Изучаемые глубины варьируются от 1.6 до 2.7 км.

Испытания проводились на сервогидравлической испытательной установке GCTS RTR-4500, позволяющей имитировать около испытуемого образца в испытательной камере термобарические условия пласта и проводить измерения напряжений, действующих на образец, деформаций образца и скоростей пробега упругих волн в этих условиях. Продольные и поперечные ультразвуковые волны были получены на системе измерений скоростей упругих волн GCTS ULT-100.

Исследования проводились поэтапно. На первом этапе были проведены многостадийные испытания при различных всесторонних давлениях для отобранных образцов керна. Для определения геомеханических свойств горной породы использовались образцы цилиндрической формы, размером 60х30 см. Для образцов были созданы условия псевдотрехосного сжатия. На образец действовали: одно напряжение по оси цилиндра и два равных напряжения в горизонтальной плоскости на боковые поверхности цилиндра. Внутри образца поддерживалось пластовое давление. Для моделирования пластовых условий максимальное осевое напряжение было взято близким к напряжению, порождаемому весом пород, лежащих над объектом. В процессе нагружения образца с заданным шагом по времени регистрируются скорости упругих волн в образце [1].

В ходе испытания были измерены осевая и радиальная деформации образца, осевое и радиальное напряжение, поровое давление, что позволило определить значения упругих модулей образца в исследованных напряженных состояниях. Полученные значения статического модуля деформации варьируются от 1.2 до 48.7 ГПа, предела прочности от 67.8 до 376.8 МПа (рис.1), динамического модуля Юнга от 15.5 до 78.2 ГПа, скорость продольных волн от 3235 до 5874 м/с (рис.2).

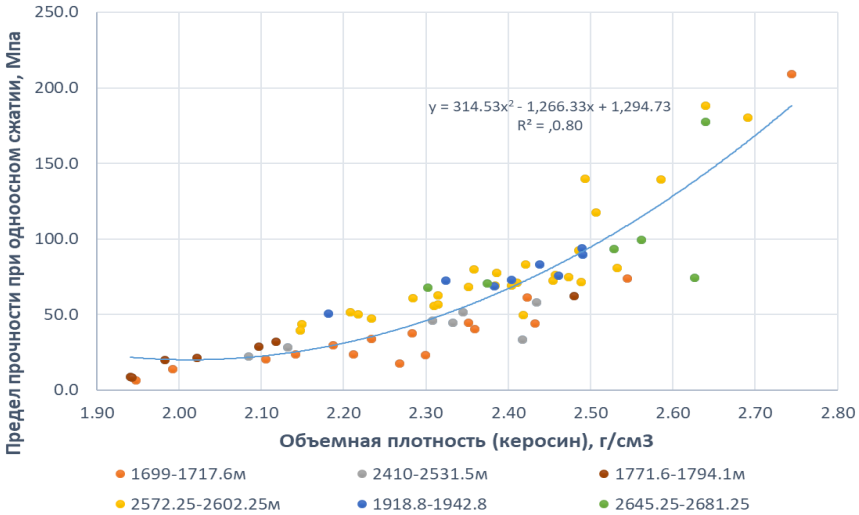


Рисунок 1. *Зависимость предела прочности образцов от объемной плотности по керосину.*

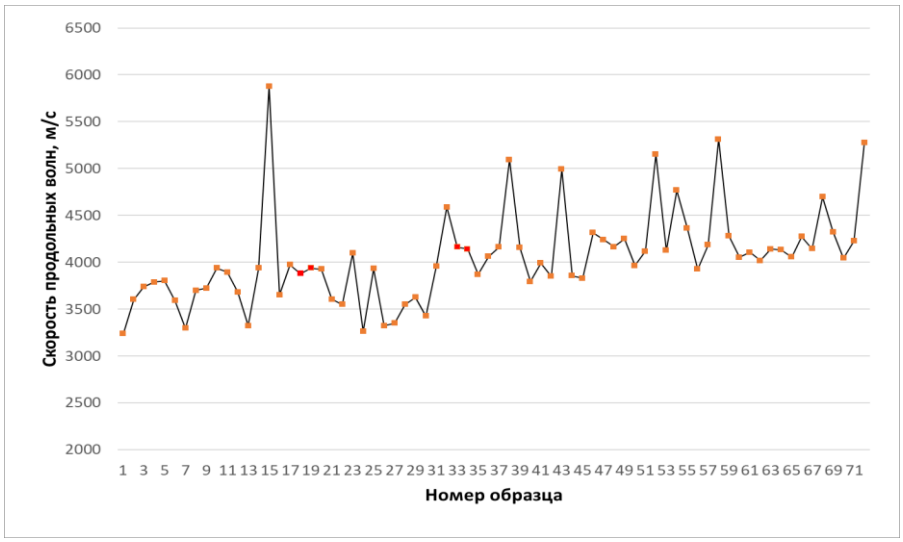


Рисунок 2. *Динамический модуль Юнга в термобарических условиях для каждого образца*

На втором этапе были проведены исследования микроструктуры элементного и минерального состава пород на оптическом микроскопе Olympus BX53M (рис. 3) и сканирующем электронном микроскопе TESCAN MIRA LMS (рис. 4). Породы можно разделить на группу песчаных и глинистых. Песчаные породы (рис3.а) представлены кварцем (до 28 %), калиевых полевых шпатов (до 8%), карбонатным цементом (до 55%), поровым пространством (до 5%) и слюдой (до 2%). Наблюдается ожелезнение. Цемент песчаных пород преимущественно состоит из полевых шпатов, кварца и примеси разных металлов (Fe, Mg и т.д). Глинистые породы (рис3.б) содержат большое количество кварца (до 25 %), плагиоклаз (до 20 %), калиевых полевых шпатов (до 5%), карбонатного цемента (до 45%), слюды (до 1%), глауконита (до 1%), рудных минералов (до 1%), а также углисто-растительного детрита (до 1%). В образцах были увидены процессы анортизации и карбонатизации. Цемент глинистых пород сложен кварцем, полевыми шпатами, слюдой и примесями металлов (Fe, Mg, Ni, Yb). На электронном микроскопе были построены карты фаз распределения химических элементов и качественно оценен минеральный состав (рис. 4а).

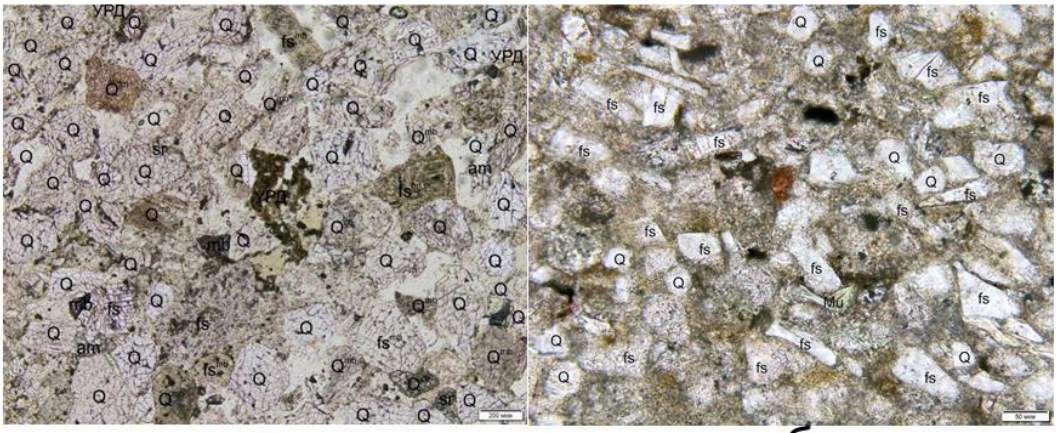


Рисунок 3. *Общий облик исследованных шлифов при одном николе. а) Песчаник мелкозернистый. Увеличение 5Х. б) Алевролит мелко-среднезернистый, пелитовая порода. (Q – кварц, fs – полевой шпат, mb – либо видоизмененные, либо*

аутигенные минералы Prmb-пирит, измененный Qmb-кварц или fsmb-ПШ, mb-прочие обломки, УРД, ат – акцессорные минералы)

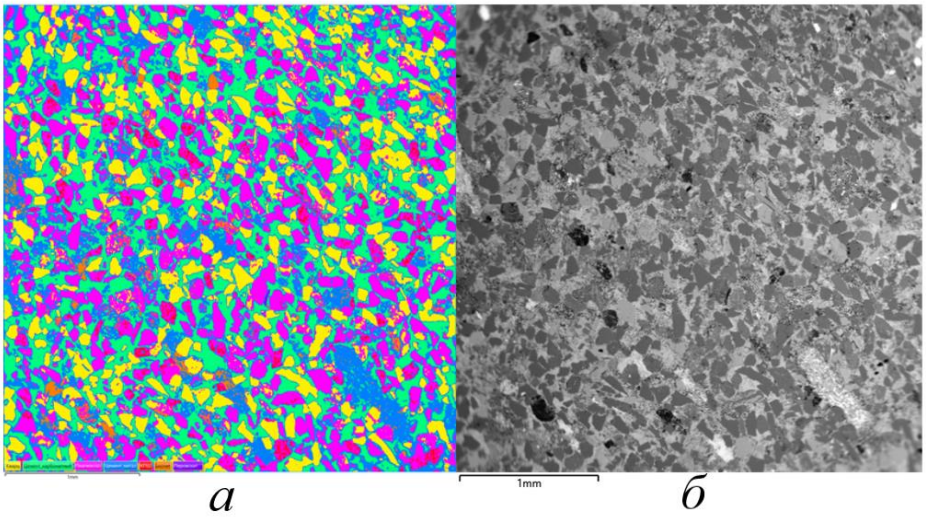


Рисунок 4. *а) Карта распределения фаз химических элементов песчаника; (желтый–кварц; зеленый-карбонатный цемент; розовый–плагиоклаз; синий-кристаллический цемент; красный-КПШ; фиолетовый-перовскит); б) снимок общего вида образца.*

Выводы

В работе проведен комплекс измерений на образцах коллекторов углеводородов терригенного типа газоконденсатного месторождения Западной Сибири. Были установлены диапазоны изменения геомеханических характеристик. Выявлены основные особенности микроструктуры пород: 1) породы имеют состав, свойственный мелководно-морским и континентальным отложениям; 2) рассмотренные отложения имеют хорошую поровую проницаемость для песчаных пород и плохую для глинистых. Полученные результаты позволят установить взаимосвязи геомеханических параметров с составом и микроструктурой исследованных пород. Помимо этого, полученные результаты являются основой для дальнейшего построения петроупругих моделей пород.

Благодарности

Особая благодарность выражается доктору физико-математических наук Баюк Ирине Олеговне и доктору геолого-минералогических наук Веселовскому Роману Витальевичу. Все измерения проводились в Центре коллективного пользования «Петрофизика, геомеханика и палеомагнетизм» ИФЗ РАН.

Библиография

1. С.А.Тихоцкий, И.В.Фокин, И.О.Баюк, Д.Е.Белобородов, И.А.Березина, Д.Р.Гафурова, Н.В.Дубиня, М.А.Краснова, Д.В.Корост, А.А.Макарова, А.В.Патонин, А.В.Пономарев, Р.А.Хамидуллин, В.А Цельмович. КОМПЛЕКСНЫЕ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА В ЦПГИ ИФЗ РАН. Наука и технологические разработки, 2017, том 96, № 2, с. 17–32.

2. И.А. Гарагаш , Н.В. Дубиня , О.А. Русина, С.А. Тихоцкий, И.В. Фокин. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ТРЕХОСНЫХ ИСПЫТАНИЙ. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, 2018, том 19, № 3, с.57-58.

3. Garagash I.A., Dubovskaya A.V., Bayuk I.O., Tikhotskiy S.A., Glubokovskikh S., Korneva D.A., and Berezina I.A. 3D geomechanical modeling of oil field on the basis of a model of the mechanical properties for the task of wells construction, Proceedings of the SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production, Moscow, 2015. 11 p.

4. Garagash I.A., Nikolaevski V.N., and Dudley J.W. FLAC simulation of triaxial and compaction tests an unconsolidated reservoir sand. FLAC and Numerical Modeling in Geomechanics, Proceedings of the International Symposium, Balkema, 1999, pp. 505-510.

Поиск кратчайшего пути. Сравнение эффективности алгоритмов.

Настасенко С. А.* (МГРИ) , snastasenko99@gmail.com),
Агаларов З.С. (МГРИ), agalarovzs@mgri.ru)

Аннотация

В данной работе приводятся алгоритмы поиска оптимального (кратчайшего) пути на графе прокладки нефтегазовых труб. Поиск осуществляется посредством сравнения эффективности следующих алгоритмов: метод полного перебора, метод ветвей и границ, метод ближайшего соседа в решении данной проблемы.

Ключевые слова:

Теория графов, задача коммивояжера, полный перебор, метод ветвей и границ, метод ближайшего соседа.

Теория

Постановка задачи: В файлах формата exel задаются координаты точек (Пn) и расстояния между ними.

Таблица 1

№	x1	x2
П1	0.5	0.5
П2	10	3
П3	3	0
П4	2	11
П5	7	7
П6	11	3
П7	6	2
П8	2	6
….		
Пn	2	5

Таблицей 1 один задаются координаты объектов, к которым подводятся комплексноенефтегазовое снабжение. В таблице 2 задаются расстояние между ними.

Таблица 2

	1	2	3	4	5	6	7	8		n
1										0
2			2				.3			2
3		2		6		.5				
4			6							
5										
6			.5							
7		.3								
8										
.										
n		2								

На основе имеющихся данных применяются следующие методы:

1) Полный перебор:

Перебор всех возможных вариантов, с последующим сравнением результатов.

2) Метод ветвей и границ:

В основе метода ветвей и границ лежит идея о разбиение графа на узлы процедурой ветвления, на множество допустимых значений. И вычислением нижней границы, с последующем отсечением неблагоприятных вариантов.

3) Метод ближайшего соседа:

Поиск пути совершается от ближайших соседей к заданной точке.

Программа должна прорисовать точки (Пn) и дороги между ними согласно таблице 2 (где пусто-дорог между точками нет). Далее пользователь выбирает точки, которые надо обойти. Должна быть выбрана начальная точка и конечная. Например, необходимо обойти 5 точек: П4, П1, П8, П20, П8. Если нет такого пути, выдается ошибка.

Для решения данной задачи воспользоваться алгоритмами: полный перебор, метод ветвей и границ, метод ближайшего соседа.

Выводы

В данной работе был представлен алгоритм нахождения минимальной прокладки нефтегазовых труб к заданным объектам.

Библиография

1. Дональд Кнут Искусство программирования, том 1. Основные алгоритмы = The Art of Computer Programming, vol.1. Fundamental Algorithms. — 3-е изд. — М.: «Вильямс», 2006. — С. 720. — ISBN 0-201-89683-4, От издателей русского перевода.

2. В. О. Борознов, “Исследование решения задачи коммивояжера”, Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. Сер. управление, вычисл. техн. информ., 2009, № 2, 147–151

3. Костевич Л. С. Математическое программирование: Информ. технологии оптимальных решений: Учеб. пособие / Л. С. Костевич. — Мн.: Новое знание, 2003.

4. Ананий В. Левитин. **Глава 3. Метод грубой силы: Задача коммивояжера** // Алгоритмы: введение в разработку и анализ = Introduction to The Design and Analysis of Algorithms. — М.: «Вильямс», 2006. — С. 159-160.

Нейросетевой прогноз удельной теплоемкости по результатам электромагнитного зондирования и лабораторным измерениям на кернах из скважин в геотермальной области Сульц-су-Форе (Франция)

Ненюкова А.И. (МГРИ, nenyukovaai@mail.ru)*
Научный руководитель: Спичак В.В. (ЦГЭМИ ИФЗ РАН, v.spichak@mail.ru)

Аннотация

Теплофизические свойства пород, включая удельную теплоемкость, критически важны для исследования термальной эволюции бассейнов, условий образования геологических обстановок, а также разведки геотермальных ресурсов и более точной оценки их потенциала. Их обычно оценивают в скважинах непосредственно по результатам измерений на образцах пород или по каротажным данным. Между тем, для исследования региональных тепловых процессов необходимо перейти от их прогноза в отдельных скважинах к прогнозу во всем рассматриваемом разрезе. В работе производен нейросетевой прогноз удельной теплоемкости пород по результатам электромагнитного зондирования и лабораторным измерениям на кернах из эталонной скважины в геотермальной зоне Сульц-су-Форе, оценена точность прогноза в зависимости от соотношения между пробуренной и прогнозируемой глубиной, а также построен разрез удельной теплоемкости вдоль профиля магнитотеллурического зондирования.

Ключевые слова

Геотермальная область, удельная теплоемкость, электрическое сопротивление, электромагнитное зондирование, нейросетевой прогноз.

Источники финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ в рамках научного проекта № 20-17-00155.

Теория

Целью проведенных в работе исследований является нейросетевой прогноз удельной теплоемкости пород по данным лабораторных измерений на образцах пород из скважины в геотермальной зоне Сульц-су-Форе (Франция) и удельного электрического сопротивления, полученного по результатам магнитотеллурического зондирования в окрестности скважины. Для осуществления прогнозов в работе применяется аппарат искусственных нейросетей “с учителем” [2], хорошо зарекомендовавший себя при построении разрезов температуры и фильтрационно-емкостных свойств резервуаров по результатам их электромагнитных зондирований [1, 4].

В качестве исходных данных были использованы значения удельной теплоемкости *HC*, измеренные на образцах из эталонной скважины EPS1 [3] и удельного электрического сопротивления, определенного по результатам инверсии магнитотеллурических данных в ее окрестности [1]. На рис. 1 показан кросс-плот, построенный по измеренным данным.

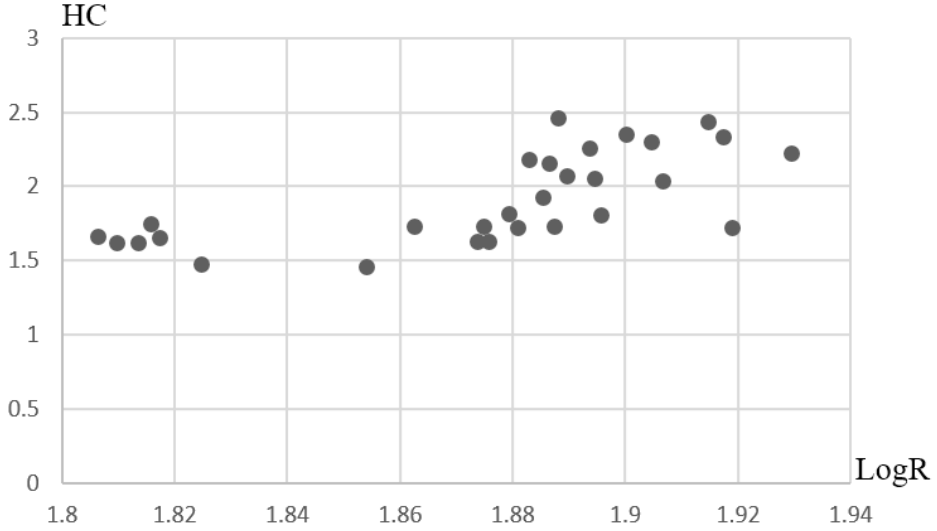


Рисунок 1. *Кросс-плот удельной теплоемкости HC (Дж/(м^3·K)), измеренной на образцах из скважины EPS1, и логарифма удельного электрического сопротивления LogR (Ом·м), определенного на тех же глубинах по данным магнитотеллурического зондирования в окрестности скважины.*

Прогноз удельной теплоемкости *HC* на глубины, превышающие глубину пробуренной скважины, осуществлялся следующим образом. Профили удельного сопротивления *LogR(z)* и удельной теплоемкости *HC* в скважине EPS1 были разделены по глубине на 10 равных частей, и искусственные нейросети последовательно обучались на соответствии данных параметров из верхних частей профиля. После каждого обучения соответствующие ИНС применялись для прогноза удельной теплоемкости в оставшихся (нижних) частях профиля (δ), данные которых не использовались для обучения, а результаты прогноза сравнивались с фактическими значениями по формуле (1):

$$\varepsilon = \frac{1}{N}\sum_{n}\frac{\left|HC_n^{\text{пр}} - HC_n^{\text{ист}}\right|}{HC_n^{\text{ист}}} \times 100\%, \qquad (1)$$

где n – номер точки прогноза (n = *1*,…,*N*), N – число точек прогноза, $HC_n^{\text{пр}}$, $HC_n^{\text{ист}}$ – прогнозные и истинные значения параметра в n – ой точке, соответственно.

Для оценки точности прогнозов была проведена оценка ошибки прогноза удельной теплоемкости в зависимости от соотношения между объемом исходных и прогнозируемых данных и используемой функции активации сети (линейная/ нелинейная). На рис. 2 показаны построенные графики ошибок прогноза ε. Из сравнения графиков можно сделать два важных вывода. Во-первых, независимо от используемой функции активации ИНС максимальная ошибка прогноза (достигающаяся в случае, когда глубина прогноза в 10 раз превышает глубину “пробуренной” скважины) не превышает 14-16%. Во-вторых, при соотношении $\delta < 0.5$, то есть когда глубина, на которую делается прогноз не более, чем в два раза превышает глубину скважины, ошибки прогноза уменьшаются вдвое и составляют всего 6-8%.

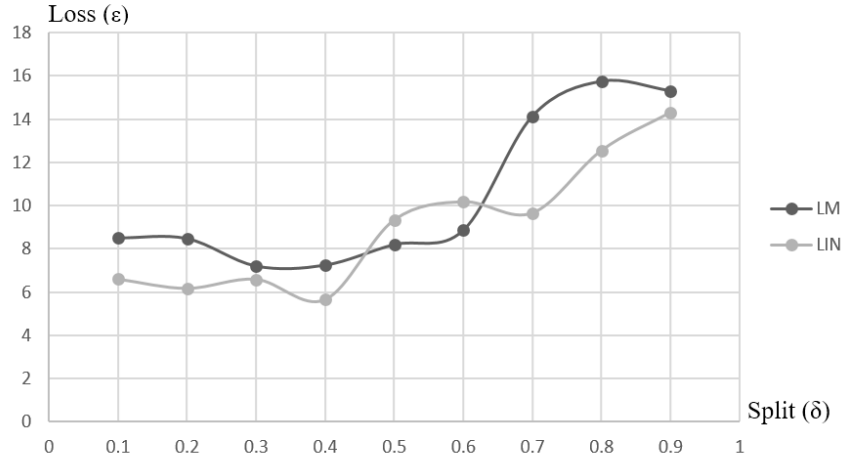


Рисунок 2. *Графики зависимости ошибки прогноза (ε, %) удельной теплоемкости НС в зависимости от части глубины скважины (δ), на которую делался прогноз, при использовании ИНС с линейной (LIN) и нелинейной (LM) функций активации.*

По построенному ранее разрезу удельного сопротивления вдоль профиля, пересекающего геотермальную область Сульц-су-Форе [1, 4] (рис. 3) был сделан нейросетевой прогноз удельной теплоемкости пород (рис. 4).

Как видно на рис. 4, общий диапазон значений НС в разрезе составляет от 1.47 до 2.46 Дж·м$^{-3}$·К$^{-1}$·10^{6}, а ее среднее значение – 1.75±0.13 Дж·м$^{-3}$·К$^{-1}$·10^{6}. На этом фоне выделяется зона повышенной удельной теплоемкости со значениями в диапазоне 2.05±2.15 Дж·м$^{-3}$·К$^{-1}$·10^{6}, расположенная в центральной части разреза в низах осадочного чехла – верхней части гранитного фундамента. Учитывая, что данная область характеризуется также повышенным градиентом температуры, превышающем 50 С°/км, и имеет проницаемость К > 10^{-16} м^{2}, можно предположить наличие в этой зоне условий для существования петротермального резервуара.

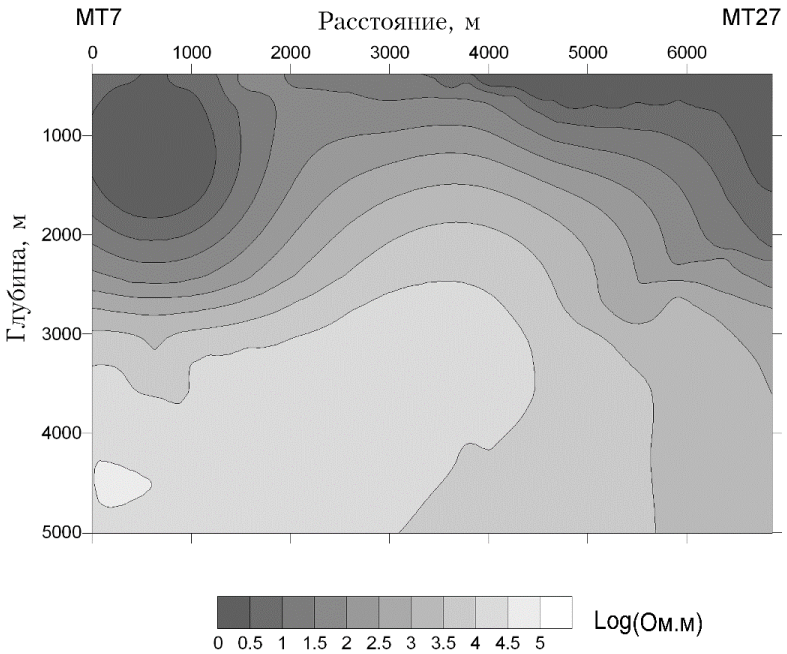


Рисунок 3. *Разрез удельного сопротивления, построенный вдоль профиля, пересекающего геотермальную область, по магнитотеллурическим данным [1, 4].*

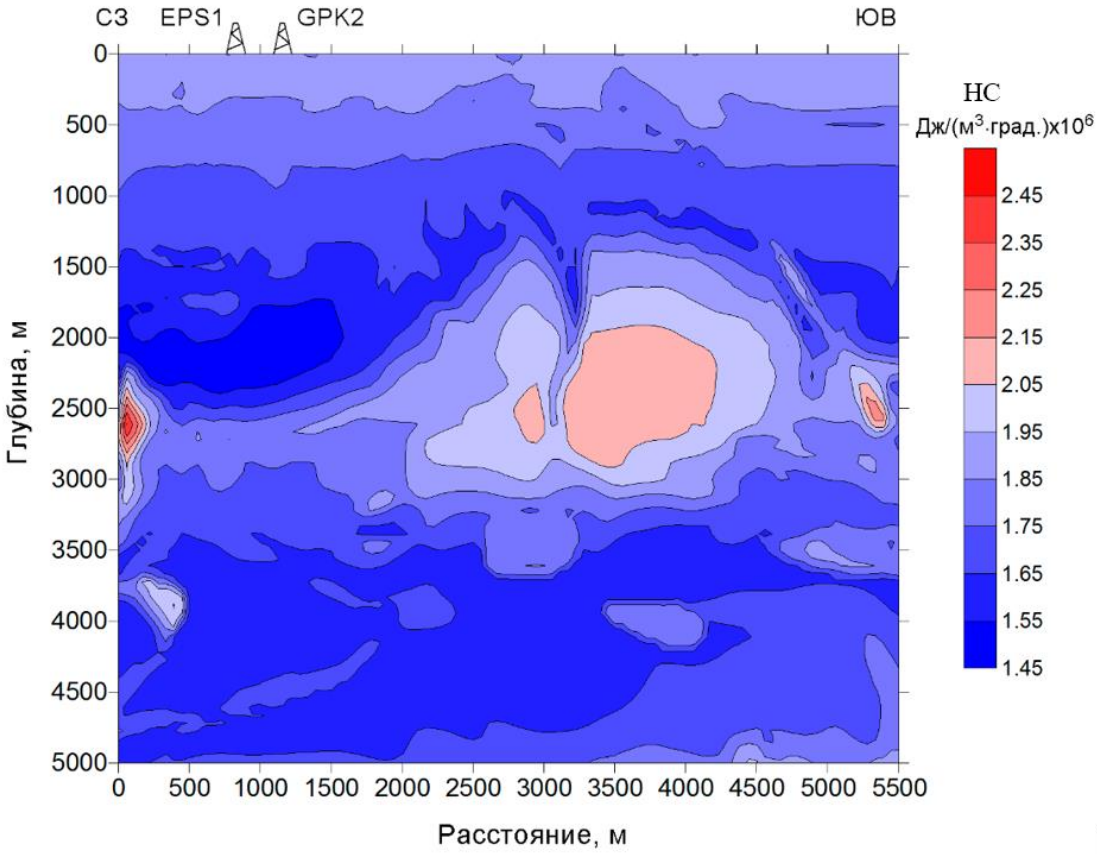


Рисунок 4. *Разрез удельной теплоемкости НС геотермальной зоны до глубины 5 км.*

Выводы

В работе выполнена нейросетевая оценка точности прогнозов удельной теплоемкости по результатам электромагнитных зондирований и лабораторным измерениям на кернах. Тестирование искусственных нейросетей, в частности, показало, что средняя относительная ошибка прогноза удельной теплоемкости при прогнозе на глубины, не более, чем вдвое превышающие глубину пробуренной скважины, составляет 6-8%. На основе проведенных исследований впервые построен разрез удельной теплоемкости геотермальной зоны до глубины 5 км, в центральной части которого находится зона повышенной удельной теплоемкости.

Библиография

1. Спичак В.В. Электромагнитная томография земных недр. М.: Научный мир, 2019. 374 с.

2. Хайкин С. Нейронные сети. 2-е изд., испр.: Пер. с англ. – М.: ООО «И. Д. Вильямс», 2006. 1104 с.

3. Heap M.J., Kushnir A.R.L., Gilg H.A., Violay M.E.S., Harlé P., Baud P. Petrophysical properties of the Muschelkalk from the Soultz sous Forêts geothermal site

(France), an important lithostratigraphic unit for geothermal exploitation in the Upper Rhine Graben // Geothermal Energy. 2019. P. 7-27.

4. Spichak V.V. Computational Geo-Electromagnetics: Methods, Models and Forecasts /Elsevier, Cambridge, MA, USA, 2020. 454pp.

Разработка системы контроля действий персонала при работе с радиоактивными источниками в процессе калибровки геофизических приборов для исследования скважин -"inspector"

К.С. Парамзина*, Н.В. Соловьев, К.О. Щербакова, Б.А. Овезов, А.М. Машкова

(Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ksuchaparamzina@mail.ru)

Аннотация

При калибровке геофизических приборов, случаются аварийные ситуации, в результате которых наносится ущерб окружающей среде и сотрудникам компании. Решение – внедрение системы контроля, которая обеспечит непрерывный доступ к состоянию источников излучения.

Ключевые слова

Радиационная безопасность, контроль, радиация, искусственный интеллект, геофизические изыскания.

Теория

В нефтегазовой промышленности применяется около 50 методов исследования скважин, использующих источники радиоактивного излучения. Это ядерно-магнитный каротаж (nuclear magnetic resonance logging), радиоактивный каротаж (nuclear logging), гамма-каротаж (gamma-ray logging) и другие [2]. Большая часть из них подразумевает погружение радиоактивного источника непосредственно в скважину с последующей регистрацией излучения и анализ полученных данных.

Контроль перемещения и состояния таких источников излучения лежит на государственных службах, различающихся в зависимости от страны, но всегда отвечающих за безопасность труда, состояние экологии и радиационную безопасность [1].

Несмотря на серьёзный подход к обеспечению безопасности проведения таких работ, до сих пор нередко случаются аварийные ситуации, в результате которых наносится колоссальный ущерб сотрудникам буровой и окружающей среде. По статистике, в среднем возмещение ущерба от аварии обходится сервисной компании в 1 млн долларов, а в год на возмещение ущерба затрачивается более 15 млн долларов. Количество тяжело пострадавших за последние 20 лет – около 500 человек, количество погибших в результате аварий – 90 человек.

Кроме безопасности, существует ещё ряд проблем с существующей системой контроля. Огромное количество документов, проверок, отчётов требует большого штата сотрудников, содержание архива и временных затрат на подготовку, поиск и анализ необходимых документов. Так же такой метод контроля работает по факту, наказывая компании штрафами или лишением лицензий за нарушения после аварии, и не даёт возможности для превентивных действий.

Для решения этих проблем мы разрабатываем комплексное решение, состоящее из:

1) Единой базы специалистов, имеющих доступ к проведению работ с источниками радиоактивного излучения;
2) Системы электронного документооборота;
3) Системы контроля состояния источника излучения, управляемой искусственным интеллектом.

Единая база специалистов позволит сократить время проверок государственным органам, а компании смогут автоматизировать продление сертификатов и лицензий или заранее отправлять сотрудников на необходимое обучение для получения допусков.

Система электронного документооборота необходима не только для ускорения взаимодействия между сервисными компаниями и органами контроля, но и для обеспечения прозрачности этих взаимодействий.

Система контроля – сложное модульное устройство. Главное его назначение – обеспечить непрерывный доступ к состоянию источников излучения. Состоит из:
1) Корпуса, защищающего микросхемы от излучения;
2) Видеокамер высокой чёткости, обеспечивающих обзор в 360 градусов вокруг контейнера с источником;
3) GPS-RTK контроллера, для точного местоположения прибора.

Видеокамеры нужны для передачи данных в прямом эфире на сервер с искусственным интеллектом. ИИ позволит в случае нежелательного поведения подавать сигнал контролирующим специалистам, чтобы дать возможность оценить ситуацию и принять необходимые меры. Под нежелательным поведением подразумевается съезд с маршрута при транспортировке, грубое нарушение техники безопасности и другие случаи, в соответствии с нормативными документами.

Сервисные компании так же увидят преимущество в снижении риска возникновения аварийных ситуаций, что позволит сократить затраты на компенсацию их последствий. Кроме этого, внедрение системы сократит издержки на отчётность перед контролирующими органами, снизит нагрузку на делопроизводителей и упростит получение необходимых разрешений.

Снижение нагрузки на делопроизводителей и других сотрудников может привести к сокращениям штата и однозначно потребует небольшой переподготовки персонала.

Рисунок 1 - ***Система контроля INSPECTOR***

Выводы

Таким образом, реализация проекта позволит государственным органам снизить риски возникновения аварийных ситуаций и повысить скорость реакции на аварийные ситуации. Единая достоверная база сотрудников и модуль контроля состояния источника излучения с ИИ дадут полный контроль над проходящими на буровой исследованиями.

Библиография

1. СП 2.6.1.2612-10 "Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)"

2. В. Н. Косков, Б. В. Косков Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС // Издательство Пермского государственного технического университета – 2007 – №10. - 91 - 108 с.

Прогноз зон АВПД в процессе бурения по данным ГТИ

Пирогов М.В.* (МГРИ, mikap@list.ru),
Алтухов Е.Е. (МГРИ, aee@mgri.ru)

Аннотация

Рассматривается возможность предупреждения аномально-высоких пластовых давлений (авпд) по данным гти на основе косвенных признаков.

Ключевые слова

Пластовые давления, аномально-высокое пластовое давление, ГТИ

Теория

Пластовое давление определяется давлением флюидов, содержащихся в поровом пространстве коллектора. С повышением температуры давление увеличивается, так как коэффициент теплового расширения флюидов во много раз больше, чем у твердых тел. В результате данного процесса в замкнутых продуктивных пластах, т. е. в пластах, не имеющих гидродинамической связи с окружающими породами, пластовое давление может стать аномально высоким.

Аномально-высокое пластовое давление (АВПД) – это давление, действующее на флюиды, содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого выше гидростатического давления, соответствующего данной глубине залегания продуктивного пласта на 30%.

Прогнозирование зон АВПД позволяет обеспечить безаварийное бурение (например, отсутствие прихватов инструмента), а также предупредить неожиданные газонефтеводопроявления, тем самым снижая ущерб, наносимый окружающей среде, и позволяет избежать затрат на ликвидацию этих аварий. Помимо дорогостоящих прямых измерений, существуют способы оценки пластового давления – по результатам ГИС, по изменению петрофизических характеристик пород, а также по параметрам бурения, получаемым в реальном времени, что позволяет действовать на опережение. Использование косвенных методов оценки давлений ограничивается отсутствием подтверждений прямыми замерами, а плотность бурового раствора планируется исходя из общих представлений о разрезе и опыта бурения соседних скважин.

Поддерживать плотность бурового раствора в подобных условиях таким образом, чтобы соответствовать требованиям Гостехнадзора, можно только имея информацию о фактическом давлении, которую необходимо анализировать в реальном времени. При отсутствии подобной информации в качестве косвенного подтверждения правильности оценки пластовых давлений и соответствующей плотности раствора могут также служить следующие параметры: наличие или отсутствие газонефтеводопроявлений и поглощений бурового раствора, газосодержание последнего В плюс к этим параметрам, которые можно оценить, используя аппаратуру ГТИ (датчик литража бурового раствора на выходе и выходе из скважины, газо-каротаж), можно так же рассмотреть и механическую скорость бурения.

Механическая скорость при нормальных условиях бурения уменьшается с глубиной. Однако при бурении разуплотненных глин в ореоле вторжения она резко увеличивается, что служит индикатором вхождения скважины в зону высоких давлений. При этом следует учитывать, что на величину механической скорости оказывают

влияние многие другие факторы, такие как: литология разбуриваемых горных пород, параметры режима бурения, текущее состояние долота, свойства бурового раствора. Влияние этих параметров таково, что не всегда удается определить причину изменения механической скорости. Тем не менее, влияние изменения параметров режима бурения можно исключить, используя нормализованную скорость бурения, представляющей собой безразмерное выражение (d-экспонента), полученное из уравнения механической скорости бурения:

$$d = \frac{\lg(V_m/(60*n))}{\lg(P_{\text{ос}}/(\rho*g*D_{\text{Д}}{}^2))},$$

где V_m-механическая скорость бурения, м/час; n- частота вращения долота, об/мин; P_{oc}- осевая нагрузка на долото, кН; ρ - плотность бурового раствора, кг/м3; g – ускорение свободного падения, м/с^2; $D_д$ - диаметр долота, м.

Расчеты значений должны быть приурочены к интервалам залегания глин или глинистых сланцев. Обычно значения d-экспоненты изменяются от 0,5 до 2,5. В нормальных условиях она равномерно возрастает с глубиной. При вхождении в недоуплотненную зону отмечается отклонением ее в сторону уменьшения.

На основании обобщения большого количества определений пористости и плотности для различных регионов страны построены зависимости изменения этих параметров с глубиной для случаев с нормальным поровым давлением (рис. 1) и для условий, предполагающих отсутствие эрозии (размыва) верхней части разреза, приводящей к попаданию уплотненных до определенной степени осадков на меньшие глубины. Следовательно, реальную линию нормального уплотнения для геологического разреза в конкретной точке (скважине) можно получить на региональной линии нормального уплотнения смещением ее вниз на постоянную величину (величину размыва).

Как следует из рис. 1 пористость изменяется с глубиной по экспоненциальному закону, т.е. при шкале пористости в логарифмическом масштабе, а глубины – в линейном зависимость имеет вид прямой. Отклонения в сторону увеличения пористости и соответственно понижения плотности глин на определенной глубине указывают на наличие повышенных поровых давлений на этой глубине.

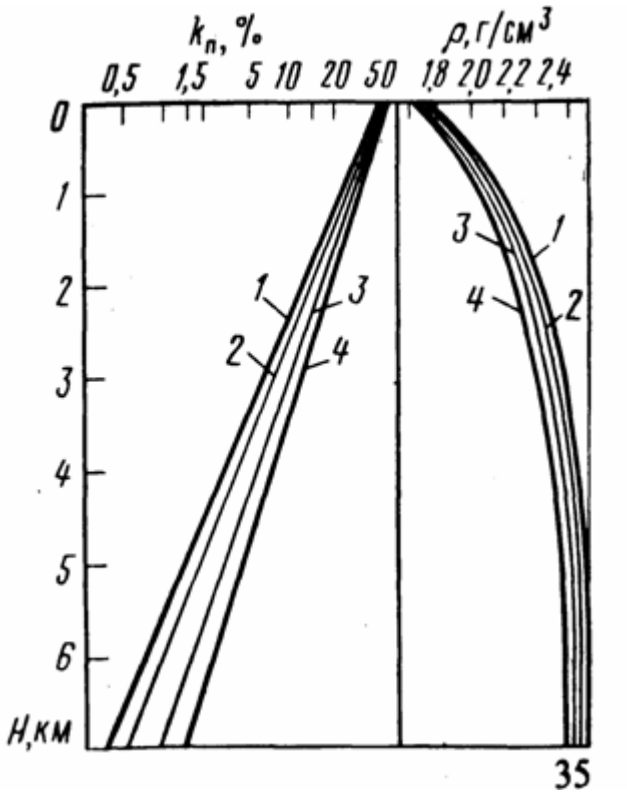


Рис. 1. *Кривые нормального уплотнения глин по пористости $k_п$ и плотности ρ: 1 – Волгоградское Поволжье; 2 – Тюменская область; 3 – Предкавказье; 4 – Туркмения, Азербайджан;*

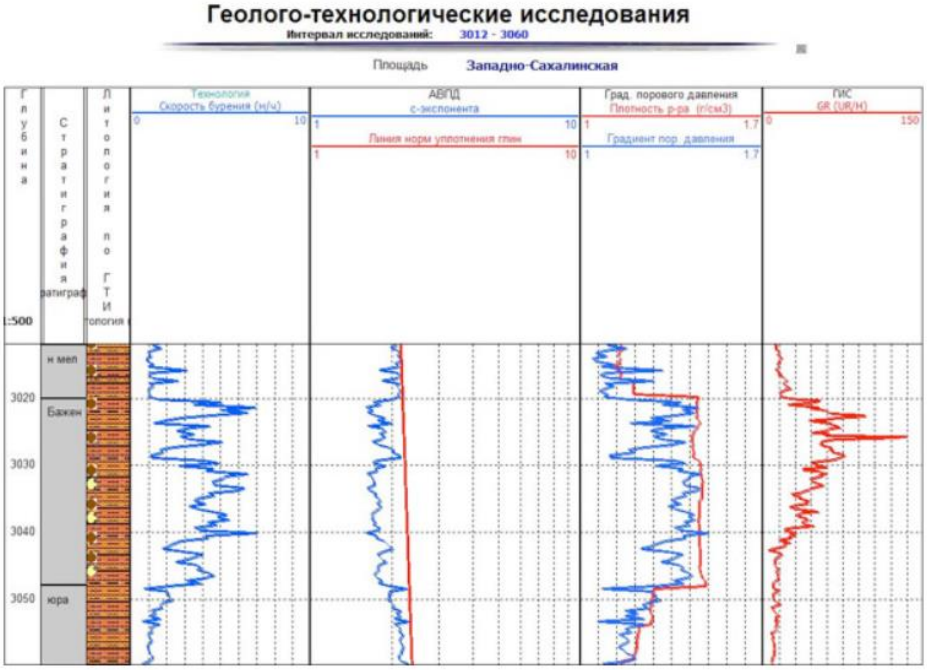


Рис.2 *Пример определения поровых давлений баженовских отложений*

Как можно видеть в этом примере (рис.2), с увеличением АВПД скорость бурения падает, как и говорилось выше. Помимо этого, можно сделать вывод, что увеличение плотности раствора нивелирует влияние АВПД, за счёт давления, которое последний оказывает на стенки скважины.

Вывод

Качественное прогнозирование АВПД с использованием ГТИ возможно только в купе с использованием информации, полученной по разрезу в результате разведочного бурения и интерпретации полученных при помощи ГИС данных. Для точного прогнозирования зон АВПД так же необходимо иметь информации и о нормальном уплотнении глинистых толщ данного региона и произведя расчёт d-экспоненты для выбранных параметров буерния.

Библиография

1. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. – М.: «Недра», 1980. - 397 стр.
2. Добрынин В.М., Серебряков В.А.Методы прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений. М.: «Недра», 1978, 232 стр.
3. Гуревич А.К., Крайчик М.С., Батыгина Е.И. Давления пластовых флюидов. - Л.: Недра, 1987. - 223 стр.
4. Дурмищьян А.Г. О природе аномально высоких пластовых давлений(АВПД) и ее роли в поисках залежей нефти и газа //Тр. ВНИГРИ. - Вып. 397. - Л.: Недра, 1977. - С. 55-70.

Разработка нейронной сети для прогнозирования параметров потока многофазного флюида на основе акустических измерений

Рыжов В.Л.* (МГРИ, vladislavrzhv@gmail.com),
Оборнев Е.А. (МГРИ, obornevea@mail.ru)

Аннотация

Данная работа посвящена исследованию, обработке и анализу акустических сигналов, полученных методом промыслово-геофизических исследований скважин – пассивной акустической шумометрии. Исходная геофизическая информация представляет собой числовые данные – временные ряды, полученные в ходе геофизических исследований с использованием современного электронного геофизического оборудования – шумомеров, записывающих значение характеристики поля в заданной точке в течение определённого периода времени. Записанные цифровые данные подлежат последующему исследованию, обработке, анализу и интерпретации.

Ключевые слова

Глубокое обучение, нейронные сети, сверточные сети, прогнозирование, временной ряд, шумометрия.

Теория

Повышение коэффициентов извлечения нефти и газа требует решения многих проблем, одной из которых является взаимодействие пласта со скважиной. Сбор необходимой информации для получения ответов для решения данной проблемы осуществляется с помощью промыслово-геофизических методов исследования скважин. В число этих методов входит пассивная акустическая шумометрия, с помощью которой изучают упругие акустические колебания, возникающие в скважине и пласте в процессе ее эксплуатации. Данный метод предоставляет результаты измерения естественного акустического шума, которые будут использоваться в настоящем исследовании. Акустический шум, регистрируемый шумомером, вызван многими причинами, включая и такой источник как течение жидкости или газа в скважине. В начале развития метода шумометрии применялись датчики, позволявшие регистрировать акустический шум в диапазоне частот, не превышающем 10 кГц, в связи с чем акцент был на изучении шума, вызванного течением флюида по стволу скважины или в заколонном пространстве – это кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонной [1, 6]. Интерпретация данных пассивной акустической шумометрии с целью определения параметров притока флюида в скважину (местоположение, фазовый состав, удельный расход) требует изучения многих процессов, таких как формирование шума в породе, трансформация спектра шума при проникновении в скважину, влияние посторонних шумов, вызванных течением многофазного флюида в скважине, технологическими особенностями измерений и др. [2].

Таким образом, для решения проблем с определением параметров притока флюида в скважину сформировалась необходимость создания интеллектуальных подходов [5] к интерпретации акустических данных. Поставленная задача рассматривается в данной работе.

В данной работе рассматриваются два параметра, которые необходимо прогнозировать. Первый параметр – это обводненность скважины. В исходной выборке имеется 5 целочисленных меток классов: 0, 25, 50, 75, 100, которые обозначают процентное содержание воды в флюиде. Второй параметр – расход флюида или дебит скважины. Является подмножеством класса первого параметра, т.е. каждому процентному содержанию обводненности соответствует еще 9 одинаковых классов расхода флюида: 0, 14, 29, 43, 58, 72, 86, 101, 115 (Рис.1).

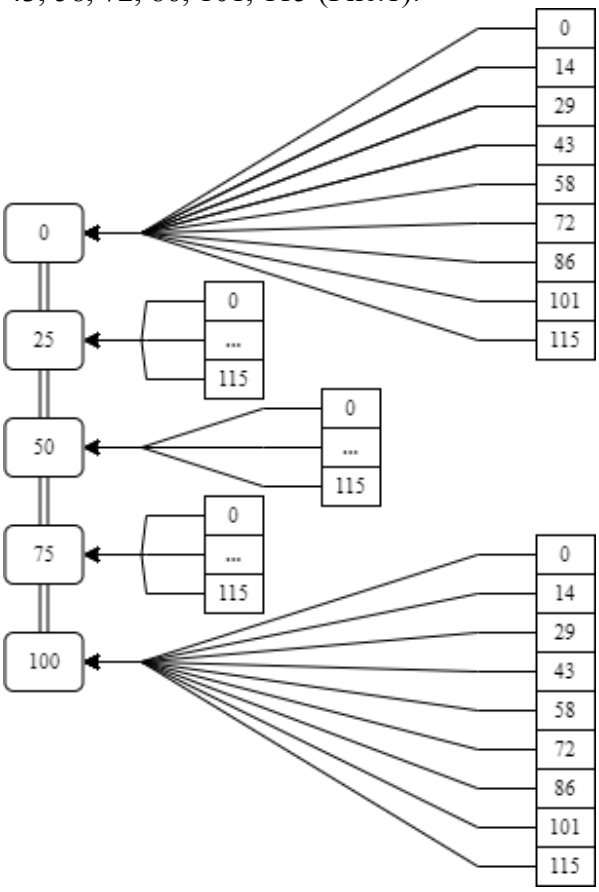


Рисунок 1. Структура набора данных для обучения.

Общее количество данных при различных режимах работы среды – 369 файлов. Каждый файл в выборке представляет собой временной ряд длительностью 15 секунд с частотой дискретизации 10 кГц, которые получены из SEG-Y файлов [3]. Разделены на обучающую и тестовую выборки в процентном соотношении 90:10 соответственно. Изучены различные архитектуры нейросетей: полносвязная сеть и сверточная сеть для решения задач классификации и регрессии. Для обобщенного решения данной задачи необходимо предсказывать не дискретные значения параметров, как в исходной выборке, а непрерывные для последующего возможного интегрирования и масштабирования модели машинного обучения в промыслово-геофизический программный комплекс.

Для перехода из временного представления сигнала в частотную область представления была выбрана мел-спектрограмма [7]. Отличие мел-спектрограммы от классической спектрограммы в наличие треугольных фильтров, применяемых в оконном преобразовании Фурье [4]. Представлен пример мел-спектрограммы (Рис.2), которая является двумерной диаграммой: на горизонтальной оси представлено время, на вертикальной оси – частота, третье измерение с указанием амплитуды на определенной

частоте в конкретный момент времени представлено интенсивностью или цветом каждой точки изображения.

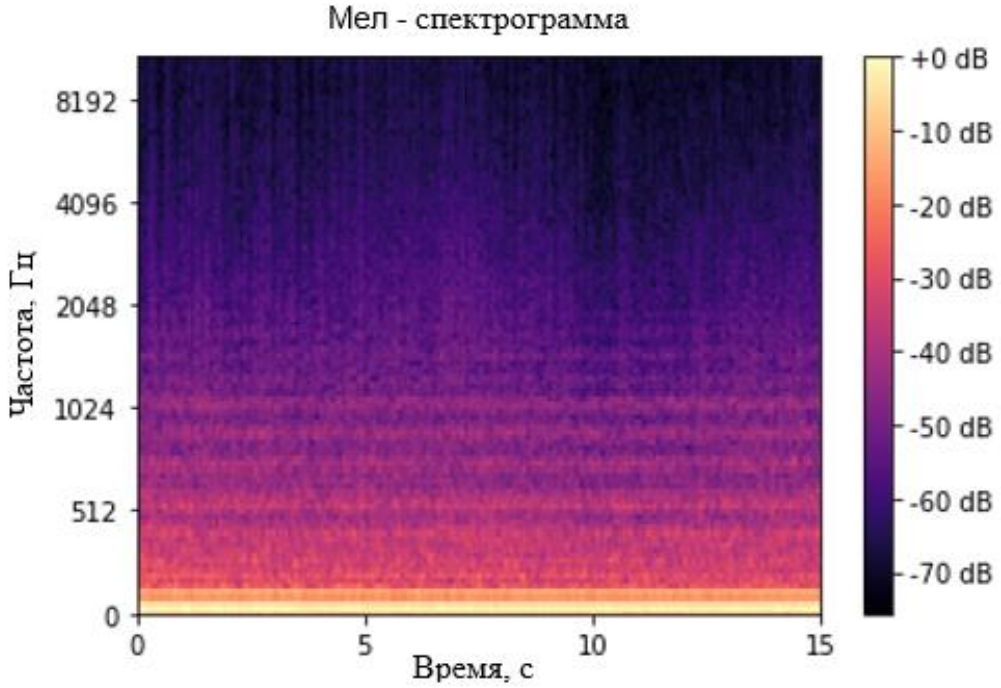


Рисунок 2. Пример мел-спектрограммы.

Размером мел-спектрограммы является кортеж (*n_mels, t*), где *n_mels = const, t = 1 + n_fft/2, n_fft* – количество компонент быстрого преобразования Фурье (БПФ). Быстрое преобразование Фурье представляет собой эффективный метод вычисления дискретного преобразования Фурье (ДПФ). Эффективность БПФ заключается в существенном уменьшении числа операций умножения и суммирования, затрачиваемых для получения всех коэффициентов ДПФ, которые записывается в виде (1):

$$X(n) = \sum_{k=0}^{N-1} x(k) W_N^{nk}, \qquad (1)$$

где $W_N^{nk} = exp(-j\frac{2\pi}{N}nk)$ – дискретные экспоненциальные функции, $n = 0, 1, 2, \dots, N-1$.

Стандартным значением *n_mels* для достаточной передачи информации является 128, которое используется далее в исследовании, т.е. матрица всегда будет размером (128, *t*). Таким образом, одномерный сигнал после преобразования в спектрограмму повысил свою размерность и стал двумерным.

В работе используется сверточная архитектура нейронной сети, разработанная специально для данной задачи. Сверточная 2D нейронная сеть, которая работает с двумерным представлением данных наиболее успешно в задачах классификации и регрессии. В сверточных сетях, по сравнению с полносвязным персептроном, добавляются два новых вида слоев: сверточный и субдискретизирующий, которые дают лучшую обобщающую способность для прогнозирования. Чередуясь, указанные слои призваны выделить основные компоненты и отсеять шумы с параллельным понижением размерности данных, которые в последующем передаются на вход полносвязного

персептрона для прогнозирования сразу двух параметров флюида. В качестве оптимизатора был выбран алгоритм адаптивной оценки момента (ADAM) для быстрой оптимизации и функции потерь среднеквадратическая ошибка (MSE). Время обучения данной сверточной 2D сети составило два с половиной – три часа.

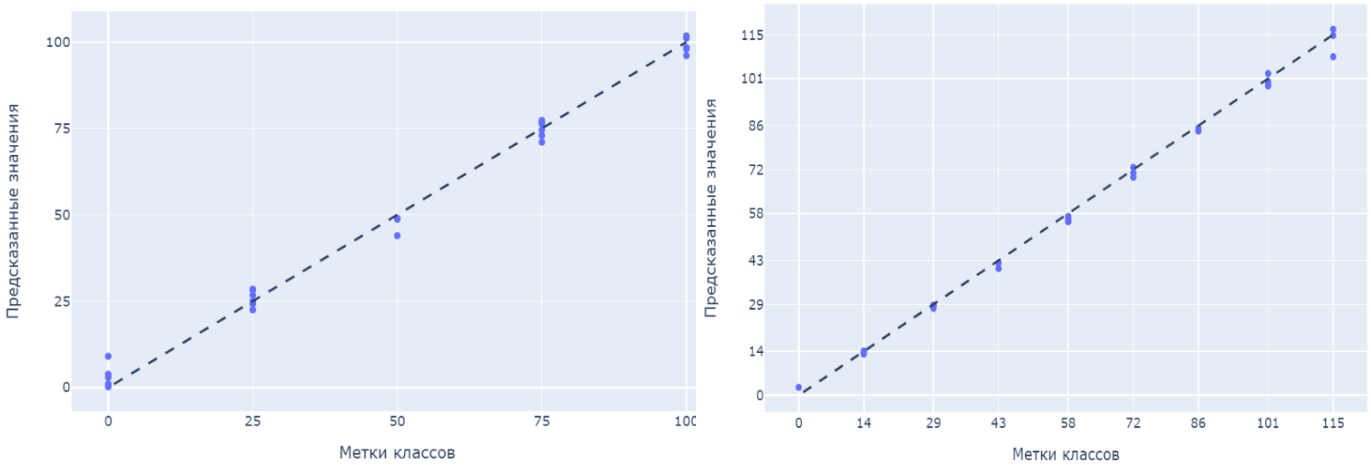


Рисунок 3. Кроссплоты для обводненности (слева) и расхода флюида (справа).

Выводы

В результате, на тестовой выборке коэффициент детерминации R^2 = 0,94 для обводненности и R^2 = 0,97 для расхода флюида, средняя абсолютная ошибка (MAE) = 1,9 (Рис.3). Построенная и обученная модель показывает хорошие результаты в предсказании обводненности скважины и расхода флюида.

Библиография

5. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М: Недра, 1984.

6. Мутовкин Н.В., Моделирование и интерпретация акустического поля в скважине, генерируемого фильтрационным шумом продуктивного пласта. Дисс. На соискание ученой степени канд.техн.наук. Москва, МФТИ, 2020.

7. Barry K., Cavers D., Kneale C., "Recommended standards for digital tape formats". Geophysics. 1975. P. 344–352.

8. Ghosh D., Debnath D., Bose S., A comparative study of performance of fpga based mel filter bank & bark filter bank, 2012.

9. Kanin E.A., Osiptsov A.A., Vainshteina A.L., Burnaev E.V., A Predictive Model for Steady-State Multiphase Pipe Flow: Machine Learning on Lab Data, 2019.

10. McKinley R.M., Bower F.M., Rumble R.C. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing // J. Pet. Technol, 1973. Vol. 25, N. 3. P. 329–338.

11. Nakagawa S., Shikano K., Tohkura Y., Speech, hearing and neural network models, Springer Publication, 2001, chapter 4, page 127-128, ISBN 9051991789.

Особенности численного моделирования субмаринных многолетнемерзлых пород и зоны стабильности криогенных газовых гидратов на шельфе морей российской Арктики

Смирнов Ю. Ю.* («ВНИИОкеангеология», y.y.smirnov@mail.ru), Щур А. А. («ВНИИОкеангеолгия», asisai@mail.ru), Щур Н. А. («ВНИИОкеангеология», koliambos@mail.ru), Матвеева Т. В. («ВНИИОкеангеология», tv_matveeva@mail.ru), Бочкарев А. В. («ВНИИОкеангеология», bochkarev_alex@inbox.ru)

Аннотация

В работе представлены методические подходы к численному расчету зоны стабильности газовых гидратов, связанных с субмаринными многолетнемерзлыми породами на шельфе арктических морей России. Описаны особенности районирования с учетом основных климатических и пространственно-временных факторов, контролирующих распространение субмаринных мерзлых пород и связанных с ними условий стабильности гидратов углеводородных газов. В работе использованы такие современные средства как: открытый язык программирования Python с применением библиотек для многомерного статистического анализа и картирования, а также компилируемый язык научного программирования Julia для численного моделирования методом конечных разностей.

Ключевые слова

Мерзлота, газовые гидраты, зона стабильности газовых гидратов, моделирование.

Источники финансирования

Работа выполнена в рамках государственного задания ФГБУ «ВНИИОкеангеология».

Введение

Целью данного исследования, проводимого в рамках работ, по количественной оценке ресурсов газа в газовых гидратах российских акваторий, являлось картирование зоны стабильности криогенных газовых гидратов (ЗСГГ), ассоциированной с субмариной многолетней мерзлотой на шельфе российской Арктики с учетом региональных особенностей климата и геотермических условий.

Данных прямых наблюдений о масштабах распространения субмаринных многолетнемерзлых пород (СММП) на арктическом шельфе чрезвычайно мало, а о возможной газогидратоносности подводных мерзлых отложений данные отсутствуют вовсе. Поэтому единственным способом прогноза этих взаимосвязанных феноменов – СММП и ЗСГГ является математическое моделирование, в основе которого лежит решение уравнения теплопроводности. Следует отметить, что предшествующие работы по прогнозу распространения подводной мерзлоты были основаны на решении исключительно одномерного дифференциального уравнения теплопроводности. Таким образом карты распространения СММП и ЗСГГ строились путем экстраполяции данных,

полученных по одному или нескольким расчетным профилям на изобаты. При этом географическое распространение модельной ЗСГГ на всей шельфовой зоне российской Арктики не производилось в течение последних 18-ти лет [Соловьев, Гинзбург 2002].

Пространственное распределение субмаринных многолетнемерзлых пород (СММП) и зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГГ) в трехмерной системе координат по горизонтальным осям, выполнено впервые в работе [Matveeva et al., 2020] для акватории моря Лаптевых. Дальнейшее совершенствование этого подхода на весь евразийский арктический шельф позволило максимально расширить входные параметры модели с целью учета региональных особенностей среды и климата [Смирнов, 2021], и получить на основе такого решения пространственное распределение СММП и ЗСГГ, а также отработать особенности методике трехмерного картирования, представленные ниже.

Теория

Моделирование основано на решении нестационарного одномерного уравнения теплопроводности (задача Стефана), позволяющего определить профиль распределения температур в толще отложений: $\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$, где ρ – плотность, C – теплоемкость, λ – теплопроводность отложений. Особенностью выполненных авторами расчетов является то, что они производились по неявной разностной схеме с помощью открытого языка программирования Julia.

В качестве начальных условий нашей модели было принято градиентное распределение температуры в отложениях: $T|_{t=0} = T_0(z)$ такое, что $\frac{\partial}{\partial z}(\lambda_e \frac{\partial T_0(z)}{\partial z}) = 0$, где λ_e – эффективная теплопроводность, T_0 – температура отложений в начальный момент времени; t – время; z – глубина (отсчитываемая от верхней границы донных отложений

Проведенные исследования позволили определить верхнее граничное условие как: $T|_{z=0} = T_{z_0}(t)$ где z – глубина, T_{z_0} – температура на верхней границе, t – время.

В периоды регрессии моря, когда суша открыта для выхолаживания, температура на верхней границе принималась равной приземной температуре воздуха. Для периодов трансгрессии температура на верхней границе определялась температурой придонной воды, Приземные температуры воздуха в прошлом, начиная с момента времени 420 тыс. лет назад были заимствованы из палеореконструкции де Бура [de Boer et al, 2014]. Периоды трансгрессии и регрессии моря определены нами по реконструкции эвстатических колебаний уровня из той же работы.

Для того чтобы выявить значения региональных приземных температур (современных температур воздуха на уровне 2 метра над поверхностью), были выбраны данные из архива реанализа ECMWF ERA5 за 41 год (с 1979 по 2020 годы), представленные в базе данных Европейского центра среднесрочных прогнозов погоды (англ. ECMWF) [https://cds.climate.copernicus.eu…]. С помощью кластерного анализа методом К-средних, средствами открытой библиотеки Sklearn для Python произведено разбиение исследуемого района на 6 климатических зон (Рис. 1) [Смирнов, 2021], с

определением для каждой средней многолетней температуры приземного слоя. На последнем этапе районирования исходная кривая де Бура была приведена к среднемноголетним значениям, путем прибавки соответствующей региональной температуры.

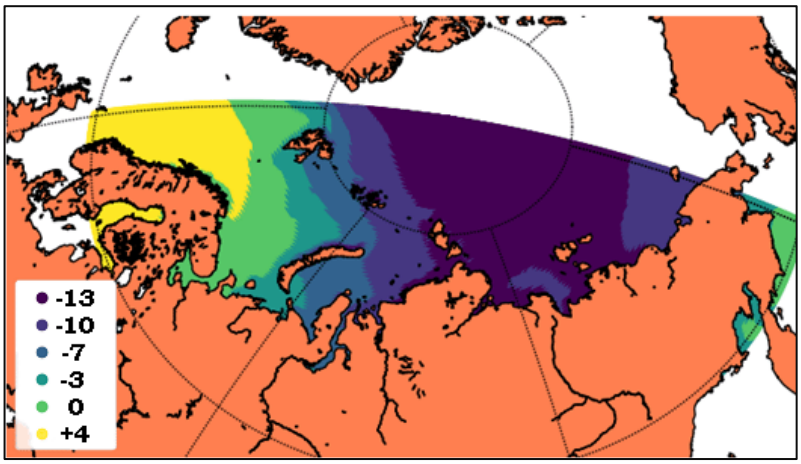


Рисунок 1. *Кластеризация арктических акваторий на климатические зоны, выполненная в Python, температуры в градусах Цельсия [Смирнов, 2021].*

Для субаквального периода температура на верхней границе приравнивалась к температуре придонной воды T_{z_0} =-1,6ºС или -1,8ºС в зависимости от акватории согласно среднемедианной солености из цифрового массива данных GLORYS12V1 [https://resources.marine.copernicus.eu…] для глубин до 100 м включительно.

В качестве нижнего граничного условия приняты величины теплового потока, полученные по результатам геотермического районирования.

При решении задачи Стефана необходимыми параметрами для моделирования мощности СММП и ЗСГГ являются теплофизические свойства отложений – теплоемкость и теплопроводность, которые зависят от пористости, плотности и минеральных компонентов. В связи с отсутствием данных о теплофизических свойствах отложений в необходимом количестве, для расчетов была принята модель уплотнения отложений по закону Ати [Athy, 1930]: $\varphi(z) = \varphi_0 \cdot \exp(-\varphi_a \cdot z)$, где φ_0 – пористость придонных осадков, φ_a – коэффициент уплотнения. Согласно закону Ати, вся толща мерзлых отложений рассматривается, как трёхкомпонентная среда, состоящая из минерального скелета, воды и льда [Щур Н.А. и др., 2020]

Полученный профиль температур в осадке сопоставлялся с равновесными кривыми, заранее рассчитанными в свободно распространяемой программе CSM Hydoff [Sloan, 1998]. На основе данного сопоставления определялись границы зоны стабильности газовых гидратов в отложениях [Matveeva et al., 2020].

Для трехмерного картирования ЗСГГ использовалась методика, разработанная во ВНИИОкеангеологии [Щур А.А. и др., 2021]. Была создана сеть точек с разрешением 1/12 градуса. Каждой точке присвоены: 1) глубина моря, согласно модели батиметрии GEBCO 2020 [https://www.gebco.net…]; 2) значение теплового потока, согласно схеме геотермического районирования; 3) значение региональной субаэральной температуры. Значения мощности ЗСГГ для каждой точки сети получены путем линейной

интерполяции расчетных значений, выполненных для глубин воды 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 м.

Выводы

В работе представлена оригинальная методика моделирования ЗСГГ и СММП на шельфе российской Арктики. Описаны процесс постановки одномерной задачи, выбор разностной схемы, определение начальных и граничных условий. Особое внимание уделено районированию верхних граничных условий на всем протяжении Евразийского шельфа СЛО с учетом палеогеографических вариаций и применением современных средств программирования и электронных библиотек, имеющихся в свободном доступе. Использование этого комплекса подходов и инструментов позволило впервые создать детальные трехмерные прогнозные карты ЗСГГ и СММП по результатам численного моделирования.

Библиография

1. Модель Copernicus https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#/dataset/reanalysis-era5-single-levels-monthly-means?tab=overview 16 (Дата обращения 18.01.2021).

2. Модель GEBCO http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_Bathymetry Data (Дата обращения 18.01.2021)

3. Смирнов Ю.Ю. Моделирование зоны стабильности газовых гидратов в зоне подводной мерзлоты: опыт использования Python и Julia// Сборник тезисов VII Молодежной конференции «Новое в геологии и геофизике Арктики, Антарктики и Мирового океана» / Отв. ред. Н. П. Константинова — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2021. 104с.

4. Соловьев В.А., Гинсбург Г.Д. Арктические моря. Условия газогидратоносности и потенциально газогидратоносные акватории. Карты масштаба 1:8 500 000. Лист 1-31, 32 / ред. Соловьев В.А. М.: ГИН РАН, 2002.

5. Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий // Геология нефти и газа. – 2021. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94.

6. Щур Н.А., Семёнова А.А., Матвеева Т.В. Прогноз распространения ассоциированных с реликтовой мерзлотой газовых гидратов на шельфе моря Лаптевых // Труды IX Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование (MARESEDU-2020)» Том I (III): [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020. С. 70-74

7. Athy L. F. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks // AAPG Bull. 1930. N 14. P. 1-24.

8. B. de Boer, Lucas J. Lourens, and Roderik S.W. van de Wal. Global 5 Million Year Sea Level, Temperature, and d18Osw Reconstructions – URL: https://www.ncdc.noaa.gov/paleo-search/study/19564 (15.09.2020)

9. T. V. Matveeva, V. D. Kaminsky, A. A. Semenova and N. A. Shchur. Factors affecting the formation and evolution of permafrost and stability zone of gas hydrates: Case study of the Laptev Sea// http://dx.doi.org/10.3390/geosciences10120504

10. Sloan E.D. Gas hydrates: review of physical/chemical properties // Energy & Fuels. 1998. Vol. 12. No 2. P. 191–196.

Сейсморазведочные работы в районе Бузулукской впадины.

Страхова Е.П.* (МГРИ, blog.for.katya@gmail.com)

Аннотация

Бузулукская впадина, крупный тектонический элемент первого порядка, расположенный на юго-востоке Самарской области.

Территории участков изучена различными геологическими и геофизическими методами неравномерно по площади и глубинности исследования.

Обработка выполнялась по графу, который условно можно разделить на 4 крупных этапа: учет верхней части разреза (ВЧР) и расчет априорных статических поправок, цифровая обработка данных, построение глубинно-скоростной модели и миграция до суммирования, динамическая обработка.

Ключевые слова

Бузулукская впадина, сейсморазведка, обработка данных

Теория

Представления о структуре поверхности фундамента в районе Бузулукской впадины, строении протерозойских и палеозойских отложений получены по данным региональных и площадных геофизических исследований, глубокого бурения и материалам обобщающих тематических работ.

Кристаллический фундамент сложен в основном гнейсами и гранито-гнейсами различного состава. В верхней части докембрийских кристаллических пород обычно развита кора выветривания мощностью до 20 м, представленная выветрелыми гнейсами.

В пределах территории исследований промышленные залежи нефти и газа приурочены к девонским, каменноугольным и пермским отложениям. В них выделяется 8 нефтегазоносных комплексов.

На территориях, где расположены площади, был выполнен широкий комплекс региональных исследований, а также были проведены детальные работы, направленные на выявление локальных структур и подготовку площадей к поисково-разведочному бурению.

По результатам геологической съемки были охарактеризованы отложения самой верхней части разреза перми, триаса, юрской и меловой систем, а по данным геофизических исследований были определены основные черты тектоники и установлены перспективные зоны на поиски положительных структур в отложениях перми, карбона и девона.

Территории участков изучена различными геологическими и геофизическими методами неравномерно по площади и глубинности исследования.

Средняя плотность изученности сейсморазведкой на 35 объектах с кратностью наблюдений более 12 превышает 2,0 пог.км/км2. И в то же время на некоторых частях участков не превышет 0,1 пог.км/км2. В основном это зоны расположения населенных пунктов. Всего набирается 1168 км2 (или 39% от всей территории района работ).

Глубокое бурение в пределах исследуемых территорий начало проводится с 1948 г. Изучались, в основном, каменноугольные и девонские отложения. Весьма высокой плотностью бурения характеризуется верхневизейско-нижнебашкирский, верхнебашкирско-нижнемосковский комплексы.

По методикам полевых работ рекомендации касаются особенностей выбора технических средств, систем наблюдений на профилях и выбора методов геофизических исследований. Эти задачи решаются в процессе проектировании работ, исходя из целей исследования, территории работ и априорной информации об особенности строения среды для изучаемого участка. Данные имеются по двум методикам:

- опытно-методические работы - по фланговой встречной системе;
- производственные работы – по центрально-симметричной системе.

В целом система контроля качества полевых материалов практически не зависит от типа используемой сейсморегистрирующей системы.

Основная часть обработки выполнена в системе Prime, расчет параметров ВЧР производился в пакете SeisCont, а в пакетах Integran – постобработка, частично, интерпретация и оформление результатов, в ПАРМ – акустическая инверсия.

Обработка выполнялась по графу, который условно можно разделить на 4 крупных этапа: учет верхней части разреза (ВЧР) и расчет априорных статических поправок, цифровая обработка данных, построение глубинно-скоростной модели и миграция до суммирования, динамическая обработка.

Выбор процедур и определение оптимальных параметров обработки выполнялся по нескольким тестовым профилям, на которых оценивался эффект применения той или иной процедуры. Полный граф обработки представляет следующую последовательность процедур:

1. Расчет параметров ВЧР, пакет SeisCont (ввод полевых данных, геометризация данных, визуальный контроль сейсмограмм ОПВ (ОПП) на предмет наличия бракованных трасс и ошибок в присвоении геометрии, исправление ошибок в геометрии, построение модели ВЧР, расчет априорных поправок);
2. Цифровая обработка, пакет Prime (подготовка данных (ввод полевых данных в пакет Prime, отбраковка некондиционных ПП, бинирование с учетом принятой линии ОСТ, ввод априорных статических поправок), корректирующая фильтрация (отбраковка трасс (нулевых, шумящих), редакция высокоамплитудных выбросов, сигнатурная деконволюция, восстановление амплитуд за пространственное расхождение, поверхностно-согласованная коррекция амплитуд, подавление помех медианными фильтрами, подавление линейных волн-помех), коррекция статических поправок и оценка скоростей ОГТ (оценка скоростей ОГТ, расчет высокочастотных статических поправок, уточнение модели суммирования) подавление помех (моделирование и вычитание кратных волн, деконволюция сжатия, подавление остаточных помех на сейсмограммах ОГТ, поверхностно-согласованная коррекция амплитуд);
3. Построение ГСМ и миграция до суммирования, пакет Prime (построение пластовой ГСМ путём итеративного уточнения значений интервальных скоростей по технологии кинематико-динамических преобразований, глубинная миграция Кирхгофа до суммирования, обработка мигрированных сейсмограмм (CIG), обработка мигрированного разреза, конвертация разрезов в формат SEGY и выгрузка);
4. Динамическая обработка (расчет ЭКО-разрезов, получение разрезов акустического импеданса, AVO/AVA анализ, пересчет результатов в масштаб глубин).

Обработка и интерпретация полученных с применением процедур, ориентированных на повышение разрешающей способности сейсмических материалов МОГТ-2Д с сохранением амплитуд.

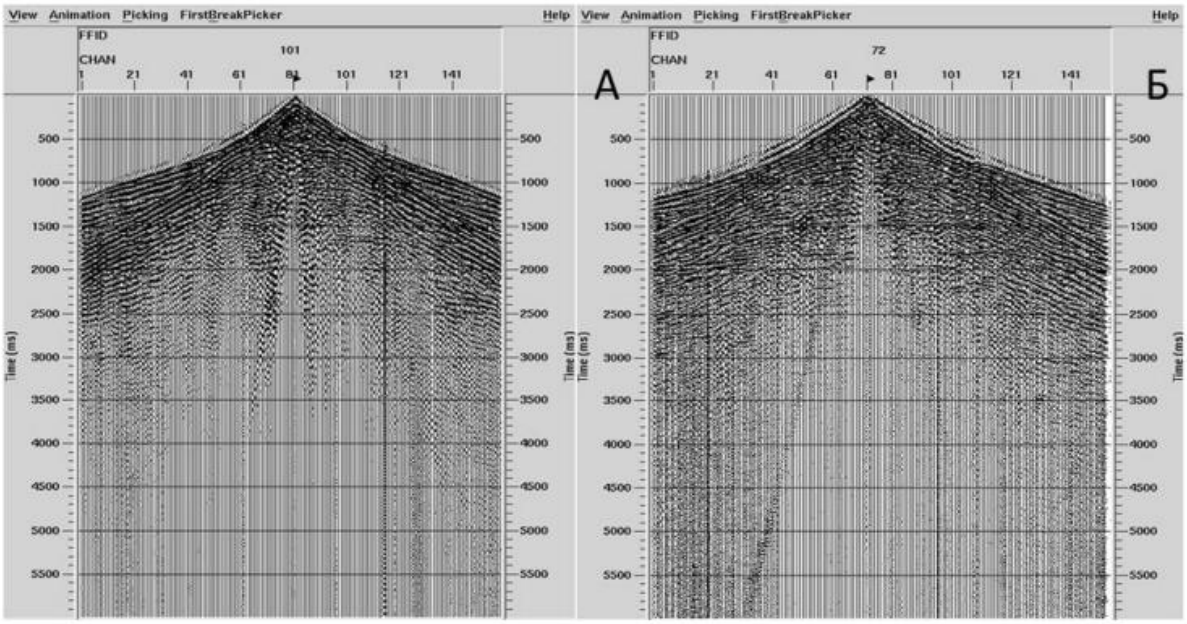


Рисунок 1. *Полевые сейсмограммы.*

Выводы

На территориях исследований нет масштабных (площадных) работ по прогнозированию на основе данных сейсморазведки литологического состава осадочных толщ, прогнозированию коллекторских свойств продуктивных отложений, прогнозу зон трещиноватости и, непосредственно, по прямому прогнозу для тех или иных типов ловушек УВ.

Территория участков вследствие неравномерной плотности геофизических исследований изучена в недостаточной степени. Нет достоверной информации о расположении нефтегазоперспективных объектов.

Библиография

1. Носов М.А., Галкин В.И., Кривощёков С.Н., Мелкишев О.А. – Отложения доманикового типа – возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации. – «Нефтяное хозяйство», №10, 2012.

2. Обрядчиков О.С. Гипотеза образования Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов и особенности геологического строения западного и северного обрамления Прикаспийской впадины. - Тр. ОНГК, вып.4 «Каспийский регион: геологическое строение и нефтегазоносность. /На основе Второй Международной геологической конференции «АтырауГео-2013», Атырау, апрель 2013 года. – Алматы, «Color Media», 2014,

3. Обрядчиков О.С., Таскинбаев К.М. Южная и Северная Эмба: основные черты строения, нефтегазоносности и перспективы нефтегазопоисковых работ.

/«Прикаспийская впадина: актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности». Труды ОНГК. Вып.1. (На базе докладов Первой Международной геологической конференции «АТЫРАУ ГЕО-2011». Под ред.: Б.М. Куандыкова, К.М. Таскинбаева, М.С. Трохименко. – Атырау,2012.

4. Фред. Дж. Хилтерман «Интерпретация амплитуд в сейсморазведке». – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2010.

Теория игр и принятие решений, задача принятия решений в условиях неопределенности

Тедеев А.А.* (МГРИ) , alan.tedeev2013@gmail.com),
Агаларов З.С. (МГРИ), agalarovzs@mgri.ru)

Аннотация

В данном докладе рассматривается применение критериев принятия решений в условиях неопределенности, с целью выявления оптимальных стратегий. Актуальность работы обусловлена возрастанием интереса к теории игр как к инструменту принятия стратегических решений.

Объектом изучения в докладе являются игры с природой. Под термином «природа» в игровых задачах называют совокупность неопределенных факторов, влияющих на принимаемые решения. Задача, ставящая своей целью выработку разумных решений в условиях частичной неопределенности, называется игрой с природой. Оптимальную стратегию игрока в играх с природой можно определить, используя некоторые критерии.

Ключевые слова

Теория игр, критерии принятия решения, игры с природой

Теория

Для наглядности рассмотрим частный случай. Имеется следующая задача:

Фирма рассматривает вопрос о строительстве станции технического обслуживания (СТО) автомобилей. Составлена смета расходов на строительство станции с различным количеством обслуживаемых автомобилей, а также рассчитан ожидаемый доход в зависимости от удовлетворения прогнозируемого спроса на предлагаемые услуги СТО (прогнозируемое количество обслуженных автомобилей в действительности). В зависимости от принятого решения — проектного количества обслуживаемых автомобилей в сутки (проект СТО) *Rj* и величины прогнозируемого спроса на услуги СТО - построена нижеследующая таблица ежегодных финансовых результатов (доход, д. е.):

Проекты СТО	Прогнозируемая величина удовлетворяемости спроса				
	0	10	20	30	40
20	-	60	240	250	250
30	120	15	190	380	390
40	-	-	150	330	500
50	160	30	100	280	470
	-	-			
	210	80			
	-				
	270				

Определите наилучший проект СТО с использованием критериев Лапласа, Вальда, Сэвиджа и Гурвица (при а = 0,5).

Задается количество проектов (для наглядности выбрано 4, в общем случае n), спрос (прогноз, для наглядности выбрано 6 в общем случае m). Остальное грузится из файлов эксель.

Критерий Лапласа (принцип недостаточного основания)

Этот критерий опирается на «принцип недостаточного основания» Лапласа, согласно которому все состояния природы полагаются равновероятными.

В соответствии с этим принципом каждому состоянию $П_i$ ставится вероятность q_i , определяемая по формуле

$$q_i = \frac{1}{n}$$

Оптимальной по Лапласу считается та стратегия игрока А, которая обеспечивает максимальное значение среднего выигрыша $\overline{a_i}$ или минимальное значение среднего риска $\overline{r_i}$

Принцип Лапласа предполагает, что вероятности q_i состояний природы $П_i$ известны. Если вероятности неизвестны, то используются другие критерии.

A_i	$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_4$	$П_5$	$П_6$
A_1	-120	60	240	250	250	250
A_2	-160	15	190	380	390	390
A_3	-210	-30	150	330	500	500
A_4	-270	-80	100	280	470	680

Принцип Лапласа предполагает, что $П_1$, $П_2$, $П_3$, $П_4$, $П_5$, $П_6$ равновероятны. Следовательно

$$\boldsymbol{P}\{П = П_i\} = \frac{1}{6} \approx 0{,}16$$

Результаты вычислений приведем ниже

W{ A_1} = 0,16 • ((-120) + 60 + 240 + 250 + 250 + 250) = 148,8

W{ A_2} = 0,16 • ((-160) + 15 +190 + 380 + 390 + 390) = 192,8

W{ A_3} = 0,16 • ((-210) + (-30) + 150 + 330 + 500 + 500 = 198,4

W{ A_4} = 0,16 • ((-270) + (-80) + 100 + 280 + 470 + 680) = 188,8

Так как в исходной задаче матрица возможных результатов представлена матрицей рисков, то нужно выбрать min(W{A_i}). Следовательно, оптимальной стратегией согласно критерию Лапласа будет N=4.

Критерий Вальда (максиминный критерий)

По критерию Вальда за оптимальную принимается чистая стратегия, которая в наихудших условиях гарантирует максимальный выигрыш, т.е. $a = max(min\ a_{ij})$

Критерий Вальда ориентирует статистику на самые неблагоприятные состояния природы, т.е. этот критерий выражает пессимистическую оценку ситуации.

A_i	$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_4$	$П_5$	$П_6$	$\min(a_{ij})$
A_1	-120	60	240	250	250	250	-120
A_2	-160	15	190	380	390	390	-160
A_3	-210	-30	150	330	500	500	-210
A_4	-270	-80	100	280	470	680	-270

Выбираем из (-120; -160; -210; -270) максимальный элемент max = -120 Вывод: выбираем стратегию N=1.

Критерий Севиджа. (минимального риска)

Критерий минимального риска Севиджа рекомендует выбирать в качестве оптимальной стратегии ту, при которой величина максимального риска минимизируется в наихудших условиях, т.е. обеспечивается:

$a = \min(\max r_{ij})$

Критерий Сэвиджа ориентирует статистику на самые неблагоприятные состояния природы, т.е. этот критерий выражает пессимистическую оценку ситуации.

Находим матрицу рисков.

Риск – мера несоответствия между разными возможными результатами принятия определенных стратегий. Максимальный выигрыш в j-м столбце $b_j = \max(a_{ij})$ характеризует благоприятность состояния природы.

1. Рассчитываем 1-й столбец матрицы рисков.

r_{11} = -120 - (-120) = 0; r_{21} = -120 - (-160) = 40; r_{31} = -120 - (-210) = 90; r_{41} = -120 - (-270) = 150;

2. Рассчитываем 2-й столбец матрицы рисков.

r_{12} = 60 - 60 = 0; r_{22} = 60 - 15 = 45; r_{32} = 60 - (-30) = 90; r_{42} = 60 - (-80) = 140;

3. Рассчитываем 3-й столбец матрицы рисков.

r_{13} = 240 - 240 = 0; r_{23} = 240 - 190 = 50; r_{33} = 240 - 150 = 90; r_{43} = 240 - 100 = 140;

4. Рассчитываем 4-й столбец матрицы рисков.

r_{14} = 380 - 250 = 130; r_{24} = 380 - 380 = 0; r_{34} = 380 - 330 = 50; r_{44} = 380 - 280 = 100;

5. Рассчитываем 5-й столбец матрицы рисков.

r_{15} = 500 - 250 = 250; r_{25} = 500 - 390 = 110; r_{35} = 500 - 500 = 0; r_{45} = 500 - 470 = 30;

6. Рассчитываем 6-й столбец матрицы рисков.

r_{16} = 680 - 250 = 430; r_{26} = 680 - 390 = 290; r_{36} = 680 - 500 = 180; r_{46} = 680 - 680 = 0;

A_i	$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_4$	$П_5$	$П_6$
A_1	0	0	0	130	250	430

A_2	40	45	50	0	110	290
A_3	90	90	90	50	0	180
A_4	150	140	140	100	30	0

Результаты вычислений оформим в виде таблицы.

A_i	$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_4$	$П_5$	$П_6$	$\max(a_{ij})$
A_1	0	0	0	130	250	430	430
A_2	40	45	50	0	110	290	290
A_3	90	90	90	50	0	180	180
A_4	150	140	140	100	30	0	150

Выбираем из (430; 290; 180; 150) минимальный элемент min=150

Вывод: выбираем стратегию N=4.

Критерий Гурвица.

Критерий Гурвица является критерием пессимизма - оптимизма. За оптимальную принимается та стратегия, для которой выполняется соотношение: $\max(s_i)$, где

$$s_i = y\,min(aij) + (1-y)max(aij)$$

При y = 1 получим критерий Вальде, при y = 0 получим – оптимистический критерий (максимакс).

Критерий Гурвица учитывает возможность как наихудшего, так и наилучшего для человека поведения природы. Как выбирается *y*? Чем хуже последствия ошибочных решений, тем больше желание застраховаться от ошибок, тем y ближе к 1.

Рассчитываем s_i.

$s_1 = 0.5 \bullet (-120) + (1-0.5) \bullet 250 = 65$

$s_2 = 0.5 \bullet (-160) + (1-0.5) \bullet 390 = 115$

$s_3 = 0.5 \bullet (-210) + (1-0.5) \bullet 500 = 145$

$s_4 = 0.5 \bullet (-270) + (1-0.5) \bullet 680 = 205$

A_i	$П_1$	$П_2$	$П_3$	$П_4$	$П_5$	$П_6$	$\min(a_{ij})$	$\max(a_{ij})$	$y\min(a_{ij}) + (1-y)\max(a_{ij})$
A_1	-120	60	240	250	250	250	-120	250	65
A_2	-160	15	190	380	390	390	-160	390	115
A_3	-210	-30	150	330	500	500	-210	500	145
A_4	-270	-80	100	280	470	680	-270	680	205

Выбираем из (65; 115; 145; 205) максимальный элемент max=205

Вывод: выбираем стратегию N=4.

Таким образом, в результате решения статистической игры по различным критериям чаще других рекомендовалась стратегия A_4.

Выводы

В ходе работы был рассмотрен процесс решения задачи на выбор оптимальной стратегии с использованием критериев принятия решений в условиях неопределенности. Подобным образом проводя расчеты, можно применять критерии принятия решений для широкого спектра задач, в том числе и области геофизики.

Библиография

1. Бережная Е.В., Бережной В.И. Математические методы моделирования экономических систем: Учеб. пособие. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Финансы и статистика, 2006. - 432 с: ил.

2. Горлач Б. А. Исследование операций: Учебное пособие. — СПб.: Издательство «Лань», 2013. — 448 с.: ил. — (Учебники для вузов. Специальная литература).

3. Бородачёв, С. М. Б83 Теория принятия решений: учебное пособие / С. М. Бородачёв. - Екатеринбург : Изд-во Урал, ун-та, 2014. - 124 с. ISBN 978-5-7996-1196-5

4. Лотов А. В., Поспелова И. И. Многокритериальные задачи принятия решений. М.: Макс Пресс, 2008.

Геофизические исследования для изучения инженерно-геологических условий площадки строительства в районе развития многолетнемерзлых пород на примере г. Новый Уренгой

Черкасов В.Г.* (РГГРУ им Серго Орджоникидзе (МГРИ), vasiliycherkasov20@gmail.com),
соавторы Большаков Д.К.(МГУ, dkbolshakov@yandex.ru),
Кирюхина Е.Д. (МГУ, kiryuhina.ln@yandex.ru),
Кувинов А.В. (МГУ, kuwin-anton@yandex.ru)
Гиренко Е.Ю. (МГУ, НПЦ "Геоскан", e.girenko98@gmail.com)
Научный руководитель – Модин И.Н (МГУ, НПЦ "Геоскан", imodin@yandex.ru)

Аннотация

В черте города Новый Уренгой летом 2021 года были проведены геофизические изыскания. Целью инженерно-геофизических исследований являлось уточнение строения верхней части геологического разреза, выявление зон распространения многолетнемерзлых пород, зон растепления и обводнения – для картирования территории и выбора площадок для последующего строительства нового жилого квартала и минимизации влияния геологической обстановки.

Ключевые слова: инженерные изыскания, многолетняя мерзлота, антропогенное влияние, электротомография (ЭТ)

Теория

На участке работ проводился комплекс исследований, представленный такими методами как:

1) Электротомографическая съемка трехэлектродной установкой (ЭТ)

2) Сейсморазведочные исследования методом МПВ на двух типах волн

Электротомографические наблюдения производились при использовании комбинированной трехэлектродной установки Amn+mnB [1]. Диапазон глубин исследования составил от 2 до 80м.

Работы были выполнены по стандартной электротомографической методике. Измерения проводились с помощью двухсегментной косы, предназначенной для коммутации 48 электродов по 24 электрода в каждом сегменте (рисунок 1). Шаг между электродами составлял 5 м. Поэтому общая длина косы равнялась 235 метрам. В случае трехэлектродной установки 3-й электрод выставляется на условно бесконечно далекое расстояние от профиля измерения для минимизации его влияния на измерения. Сетью профилей была произведена площадная съемка. [2]. Их расположение указано на рисунке 2.

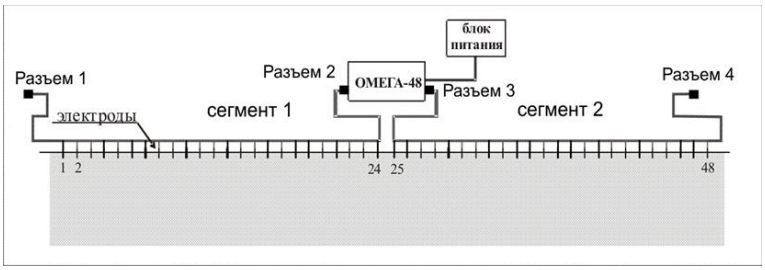


Рисунок 1. *Схема расстановки для электротомографии со станцией Омега-48.*

Сейсмические исследования были направлены на выяснение условий строительства нового жилого квартала: изучение геологического разреза, поиск границ многолетнемерзлых и талых грунтов для предотвращений разрушения будущих построек. Сейсмические работы проводились по 4-м профилям различной длины, повторяющие профиля электротомографии для их совместной интерпретации в дальнейшем.

Рисунок 2. *Карта расположения профилей на территории работ в Новом Уренгое*

В ходе работ использовалась следующая методика:

1. Пункты приема(ПП) располагались каждые два метра.

2. Количество ПП на одной косе 24, всего две косы. Так же осуществлялись выносы (пункты возбуждения волны, расположенные на профиле вне кос с ПП).

4. Измерения производились на двух типах вол: продольных (P-волны) и поперечных (S-волны). P-волны возбуждаются путем вертикального удара кувалдой весом 5 кг по металлической плашке. На каждом ПВ производится от 15 до 30 ударов(накоплений) в зависимости от зашумленности (шум от находящейся рядом дорожной полосы, машин, коммуникаций, проходящих людей).

5. S-волны возбуждаются путем горизонтального правого и левого ударов кувалдой 5 кг по двутавру. На каждом ПВ производилось от 20 до 30 ударов в одну

сторону и столько же в противоположную сторону. Количество накоплений также зависит от зашумлённости на объекте исследования.

6. Общая длина одной расстановки 94 метра.

Геоэлектрические разрезы, полученные по результатам двумерной инверсии данных электротомографии представлены на рис. 3.1. Они являются неоднородными и имеют сложное строение. Диапазон значений удельного электрического сопротивления составляет от 0.4 до 6000 Ом·м, что свидетельствует о контрастности физических свойств в грунтовом разрезе.

Все геоэлектрические разрезы крайне неоднородны, что в значительной степени объясняется с одной стороны сложными геолого-геофизическими условиями, а с другой стороны – наличием техногенной нагрузки, которая сильно поменяла грунтовый массив за время существования здесь старого жилого квартала. Все эти объекты легко выделяются на полученных разрезах. Здесь можно наблюдать сразу три техногенных объекта, которые усложняют общую картину. Во-первых, наличие подземных коммуникаций, которые в настоящий момент находятся в эксплуатации; во-вторых, следы техногенного теплового и хозяйственного воздействия домов на грунт, на котором они стояли; в-третьих, наличие заболоченного участка на севере микрорайона, из которого периодически активизируется сток минерализованных вод. [5].

Также в результате проведенных работ были выделены участки многолетнемерзлых пород. Такие зоны характеризуются высокими значениями удельного электрического сопротивления (700-1000 Ом*м). Такие зоны были выделены как в нижней части разреза на глубинах свыше 30-40 м (например, на рисунке 3, пр2), так и в верхней части разреза на глубине до 10-15 м (пр 4, рисунок 4). Иногда мерзлота верхняя и нижняя сливаются друг с другом (например, пр7, рисунок 5). [3], [4]. Самая верхняя часть разреза представлена сухими песками мощностью первые метры, которые также имеют довольно высокие сопротивления, что так же видно на рисунке 5

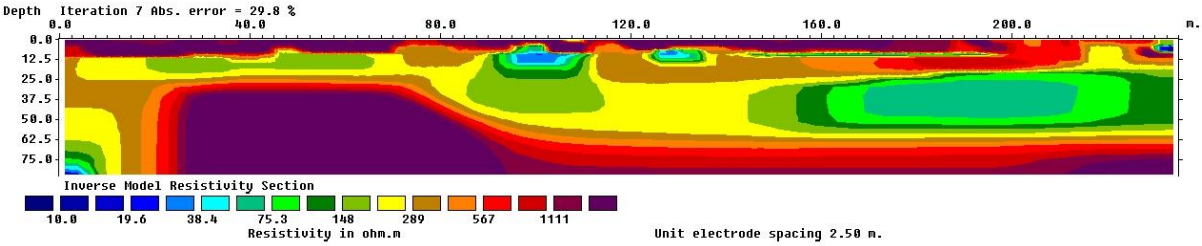


Рисунок 3. *Профиль 2*

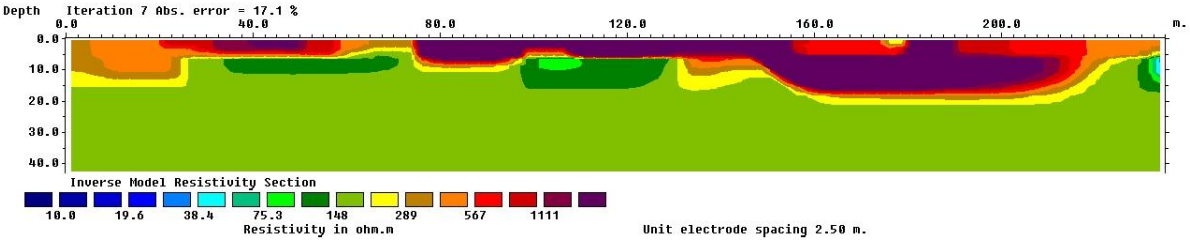


Рисунок 4. *Профиль 4*

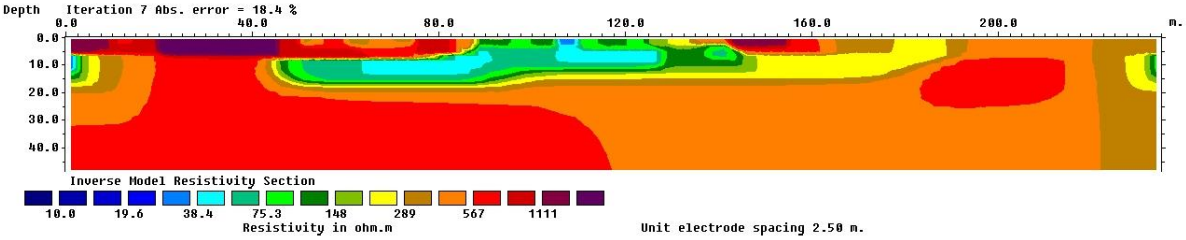


Рисунок 5. *Профиль 7*

Выводы

В результате проведенных исследований были сделаны выводы о сильном влиянии техногенной инфраструктуры на геологический разрез. Все геолого-геофизические разрезы крайне неоднородны, что в значительной степени объясняется с одной стороны сложными геолого-геофизическими условиями, а с другой стороны – наличием техногенной нагрузки, которая сильно поменяла грунтовый массив. Были выделены зоны многолетней мерзлоты, которые необходимо учитывать при инженерных работах, строительстве. В заключение можно сказать, что с помощью метода электротомографии и малоглубинной сейсморазведки возможно картировать верхнюю часть разреза на предмет многолетней мерзлоты, техногенных коммуникаций, конструкций, а также выделять зоны водонасыщенности в общей массе пород.

Библиография

1. Бобачев А. А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации. Приборы и системы разведочной геофизики. 2006, N02, 14-17.

2. Модин И.Н, Марченко М.Н., Бобачев А.А., Андреев М.А., Шевнин В.А. Инструкция по электротомографии с аппаратурой «Омега -48», М., 2009 г

3. РСН 66-87 «Инженерные изыскания для строительства. Технические требования к производству работ. Сейсморазведка»

4. СП-11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть V1. Правила производства геофизических работ».

5. Электроразведка. Пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. По ред. проф. Хмелевского В.К., доц. И.Н. Модина и доц. А.Г. Яковлева. Москва, 2005.

«Исследование возможности применения двигателя Стирлинга для утилизации теплоты выхлопных газов дизелевоза»

Скурат П.Н.* (МГРИ, skuratp@mail.ru),
Меркулов М.В. (МГРИ, mvm.07@mail.ru)

Аннотация

В работе приводятся результаты исследования двигателя Стирлинга. В качестве источника теплоты использовались выхлопные газы дизельного локомотива (дизелевоза). Теоретический расчёт был выполнен для условий, при которых атмосферное давление составляет 1 атм. (0,101 МПа) и температура окружающей среды составляет 26,8 °С (300 К). В качестве нагрузки двигателя Стирлинга может быть использован электрогенератор, обеспечивающий работу электрооборудования дизелевоза.

Выполненные расчеты показали принципиальную возможность использования подобной конструкции на горных работах для преобразования в полезную работу избыточной теплоты дизеля при сроке окупаемости около двух лет.

Ключевые слова

Двигатель Стирлинга, тепловой двигатель, утилизация теплоты, выхлопные газы.

Теория

В настоящее время существует проблема необходимости повышения экономичности использования энергии в связи с ростом цен на энергоресурсы, а экономия энергии позволит соответственно сократить расходы. Поэтому, проблема экономии топлива дизелевоза при проходке тоннеля метро актуальна, использование двигателя Стирлинга позволит понизить нагрузку на валу дизельного двигателя, на величину мощности штатного электрооборудования. Это позволит сократить затраты за счет экономии топлива. Обоснование возможности применения двигателя Стирлинга для утилизации теплоты выхлопных газов позволяет раскрыть потенциал двигателей Стирлинга при использовании вторичных энергоресурсов на горных работах.

Исследуемый двигатель Стирлинга α - типа располагается у коллектора выхлопных газов дизельного двигателя Deutz BF8M1015C дизелевоза Schoma CFL-200DCL. Мощность дизельного привода составляет (при полной загрузке) $P_д$=369 кВт.

Двигатель α - типа был выбран по причине наибольшей мощности относительно других типов по классификации Керкли и Уокера (по способу соединения поршней), [3, с. 211]. Рабочее тело теоретического двигателя Стирлинга - воздух с минимальным давлением рабочего тела в цикле P_1=10 атм (1,013 МПа). Выбранный для теоретических расчетов двигатель Стирлинга обладает двумя цилиндрами: площадь каждого поршня S=10 см^2; ход каждого поршня J=10 см; мертвый объём V_D (нагревателя, охладителя и регенератора) равен максимальному объёму цилиндра расширения V_E, при этом максимальный объём цилиндра сжатия V_C равен максимальному объёму цилиндра расширения V_E (V_E=V_D=V_C=0,0001 м^3). Такие параметры были выбраны в связи с габаритными возможностями и устройством дизелевоза.

Суть работы двигателя Стирлинга заключается в преобразовании теплоты в механическую энергию посредством сжатия рабочего тела с постоянной массой при низкой температуре в одной полости и последующего расширения рабочего тела при высокой температуре в другой полости [4]. Регенератор (аккумулирующий теплообменник с развитой поверхностью) позволяет при переходе рабочего тела от нагревателя к охладителю быстрее остыть, а при переходе рабочего тела от охладителя к нагревателю - быстрее нагреться, при этом регенератор аккумулирует теплоту. В цилиндре расширения происходит полезная работа, в цилиндре сжатия затрачивается работа сжатия. Теплота выхлопных газов должна передаваться рабочему телу через стенки нагревателя (обозначение - Н, рисунок 1) при температуре выхлопных газов T_E=600 °С (873 К) и отводится от (холодильника) охладителя (обозначение - С, рисунок 1) с температурой окружающей среды T_C=26,8 °С (300 К).

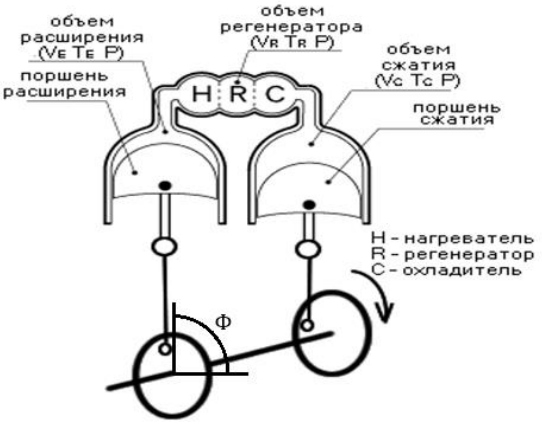


***Рисунок 2**. Двигатель Стирлинга α - типа.*

Исследуемый двигатель Стирлинга относится к идеальным тепловым двигателям, и расчёты велись для идеального (термодинамического) цикла Стирлинга. Идеальный цикл Стирлинга включает ряд допущений: все процессы - термодинамически обратимые, а процессы сжатия и расширения - изотермические; коэффициент теплоотдачи между стенками цилиндра и рабочим телом - максимальный; поршни двигаются прерывисто, мгновенное давление во всех точках одинаково; утечки рабочего тела не рассчитываются; гидравлическое сопротивление и механическое трение не учитываются.

Один цикл исследуемого двигателя происходит за один оборот вала двигателя, длится 0,1 секунды и включает в себя два такта: 1-ый такт - расширение и нагрев в цилиндре с поршнем расширения; 2-ой такт - сжатие и охлаждение в цилиндре с поршнем сжатия. Цикл исследуемого теоретического двигателя Стирлинга включает в себя 4 процесса, которые изображены на P-V (рисунок 2) и T-S (рисунок 3) диаграммах: 1-2 - процесс изотермического сжатия, теплота от рабочего тела с температурой T_C=26,8 °С (300 *К*) передается окружающей среде; 2-3 - процесс изохорного нагрева рабочего тела, теплота от регенератора отводится к рабочему телу; 3-4 - процесс изотермического расширения, теплота подаётся от внешнего источника теплоты к рабочему телу с температурой T_E=600 °С (873 К); 4-1 - процесс изохорного охлаждения рабочего тела, теплота от рабочего тела передается регенератору [1, с. 7].

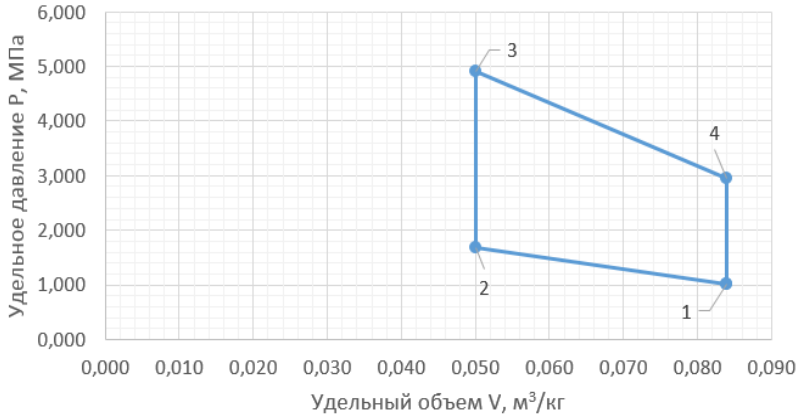


Рисунок 3. *P-V диаграмма.*

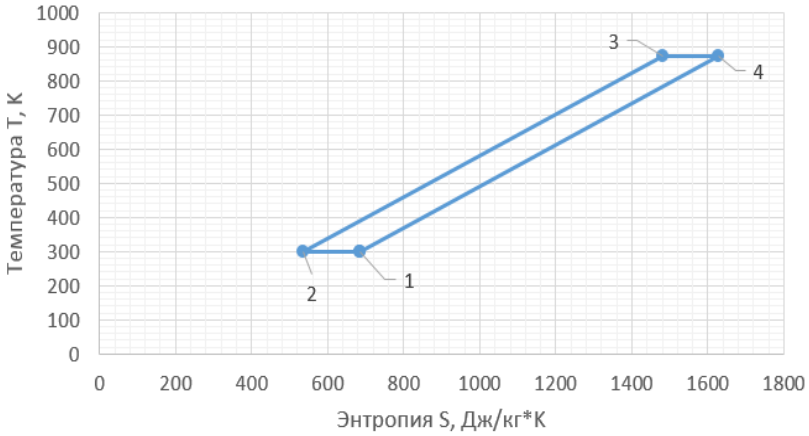


Рисунок 4. *T-S диаграмма.*

Теоретически, в результате расчёта, было установлено, что двигатель Стирлинга обладает индикаторной мощностью P=2513 Вт и термическим КПД η=65 % при требуемом количестве подводимой теплоты за 1 секунду $Q_{ст}$=18760 Дж. Так как теоретическое количество подводимой от выхлопных газов теплоты за 1 секунду составляет $Q_Г$=60700 Дж (при понижении температуры выхлопных газов на $\Delta T_т$=200 K), то теоретический двигатель Стирлинга будет работать на полную мощность [2, с. 26]. Вырабатываемой теоретической мощности достаточно для того, чтобы снять нагрузку с вала двигателя в размере мощности штатного электрогенератора $P_Г$=1540 Вт, питающего электрооборудование дизелевоза.

Установлено, что экономия топлива путём применения теоретического двигателя Стирлинга составит 70,6 тыс. руб. в год (при средней цене на 1 л дизельного топлива в 2021 г $N_ц$=50,17 ₽). При стоимости оборудования по утилизации теплоты выхлопных газов (двигателя Стирлинга и генератора) G_c=132 375 ₽, срок его окупаемости составит около двух лет. Полученные результаты могут составить основу для дальнейших исследований в этой области.

Выводы

1. В результате расчётов было установлено, что в заданных условиях мощности двигателя Стирлинга достаточно для замены штатного электрогенератора дизелевоза оборудованием по утилизации теплоты выхлопных газов.

2. В результате исследований было установлено, что двигатель Стирлинга обладает индикаторной мощностью P=2513 Вт и термическим КПД η=65 % при требуемом количестве подводимой теплоты за 1 секунду $Q_{ст}$=18760 Дж.

3. Срок окупаемости предложенной конструкции составит около двух лет.

Библиография

1. Киров С.А., Клавсюк А.Л., Салецкий А.М.: «Машина Стирлинга», Учебное пособие, Москва: ООП Физ. фак-та МГУ, 2018г. - 20с.
2. Меркулов М. В., Косьянов В. А., Головин С. В.: «Теплотехника, техническая термодинамика и теплоснабжение геологоразведочных работ», Учебник и практикум для вузов, Москва: Юрайт, 2021г. - 330с. - Цифровая копия.
3. Ридер Г., Хупер Ч.: «Двигатели Стирлинга», Москва: Мир, 1986г. - 464с.
4. Двигатель Стирлинга. Дата обращения: 07.11.2021. [Электронный источник] URL - https://ru.wikipedia.org/wiki/Двигатель_Стирлинга#Конфигурация .

Использование попутных полезных ископаемых на примере бирюзы Техутского месторождения

Рогачевская А.В.* (Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, rogachevskaya.alexa@yandex.ru), Ахметшин Э.А. (Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, 4966945@mail.ru), Ахметзянов И.Р. (Компания Gem Lovers, igemmolog@gmail.com)

Аннотация

При разработке месторождений большое количество попутных полезных ископаемых не используется из-за низких кондиций и уходит в отвал. Одним из таких месторождений является Техутское медно-молибденовое месторождение, в рудах которого присутствует бирюза, не извлекаемая в качестве попутного полезного ископаемого, так как в массе своей представлена некондиционным сырьем с высокой пористостью, низкой прочностью, бледной окраской и не несет промышленной значимости. Авторами публикации было показано, что специфическая форма обогащения бирюзы – облагораживание методом импрегнирования с применением полимерных композиций – способствует увеличению плотности и прочности бирюзы (удельный объем пор уменьшается с 0,15 для исходной до 0,008 см^3/г для модифицированной бирюзы; предельное поверхностное напряжение образца бирюзы при изгибе возрастает с 1 до 20 Па), изменению ее цвета от бледно-серого до ярко-голубого за счет заполнения пор полимером. Полученная модифицированная бирюза легко поддается механической обработке и приобретает глянцевую поверхность в результате полировки, что обеспечивает ее вывод на ювелирный рынок. Применение инновационной технологии обогащения некондиционного сырья импрегнированием позволяет привести бирюзу в статус попутного полезного ископаемого Техутского медно-молибденового месторождения, повысить эффективность работы горно-добычного предприятия, вовлекая в экономическую деятельность отвальное сырье.

Ключевые слова

Обогащение, импрегнирование, попутные полезные ископаемые, бирюза, пористость

Теория

Месторождения, разрабатывающиеся на рудных полях медно-молибденовой и полиметаллической минерализации, являются комплексными и представляют собой источник большого числа различных полезных ископаемых, которые уходят в отвал в силу отсутствия качественного обогащения. Техутское месторождение, расположенное на севере Армении, является примером комплексного медно-молибденового месторождения, подтвержденные запасы меди и молибдена которого составляют 1,6 и 0,1 миллиона тонн соответственно [3]. В рудах Техутского месторождения присутствует бирюза, менее 10 % которой можно отнести к сортовой бирюзе согласно критериям оценки ОСТ-41-16-71 [4], основная масса бирюзы является некондиционной и представлена осветленным каолинизированным высокопористым материалом [2], не извлекаемым в качестве

попутного полезного ископаемого. Некондиционная бирюза обладает низкой прочностью, за счет чего не может быть механически обработана, не полируется, окрашена в бледные серо-голубые и серо-зеленые цвета, поэтому ее добыча не представляет промышленного интереса. Авторами публикации была предложена инновационная технология модифицирования сырья методом импрегнирования полимерными композициями [1], которая приводит к увеличению плотности и прочности бирюзы за счет заполнения ее порового пространства пластмассой. Бирюза, облагороженная таким образом, не только легко поддается полировке, с получением глянцевой поверхности, но и приобретает характерный для ювелирной бирюзы ярко-голубой цвет, при этом не считается искусственной. Переработка и обогащение отвальной некондиционной бирюзы по данной технологии позволяет улучшить ее качество и вовлечь большую часть сырья в экономическую деятельность, что делает разработку месторождений бирюзоносных руд более рентабельной.

Авторами публикации была проведена серия экспериментов по импрегнированию бирюзы, осуществляемая в несколько стадий. Отобранное сырье было предварительно усушено, затем с использованием оригинальной вакуумной установки заполнено полимерной композицией, которая впоследствии полимеризовалась, становясь пластмассой, далее поверхность импрегнированной бирюзы была очищена от лишней пластмассы. Проведение контактной сушки образцов бирюзы в разных температурных условиях позволило определить оптимальную температуру для усушки бирюзы – 60 °С. Данные, полученные при исследовании сушки, говорят о высокой эффективной пористости некондиционной бирюзы, в среднем составившей 27 %. Исследование поверхности ее сколов по снимкам, сделанным с помощью сканирующего электронно-растрового микроскопа Tescan VEGA3, подтверждает данные о высокой пористости материала: на поверхность некондиционной бирюзы выходит множество пор размером до 25 мкм (рис. 1, а), что обуславливает низкие прочностные характеристики и препятствует созданию глянцевой поверхности при полировке, так как невозможно достичь определенного показателя шероховатости. Для заполнения пор бирюзы были выбраны двухкомпонентная эпоксидная смола, метакрилат, их смеси в мольном соотношении 1:2 и 2:1. Импрегнанты выбирались с учетом показателей их вязкости, смесимости, прочности и прозрачности образуемой ими пластмассы, механизма полимеризации. Методы обработки бирюзы метакрилатом и эпоксидной смолой уже известны [5, 6], но требуют изучения и доработки в силу имеющихся недостатков: старение получаемой пластмассы или короткое время полимеризации.

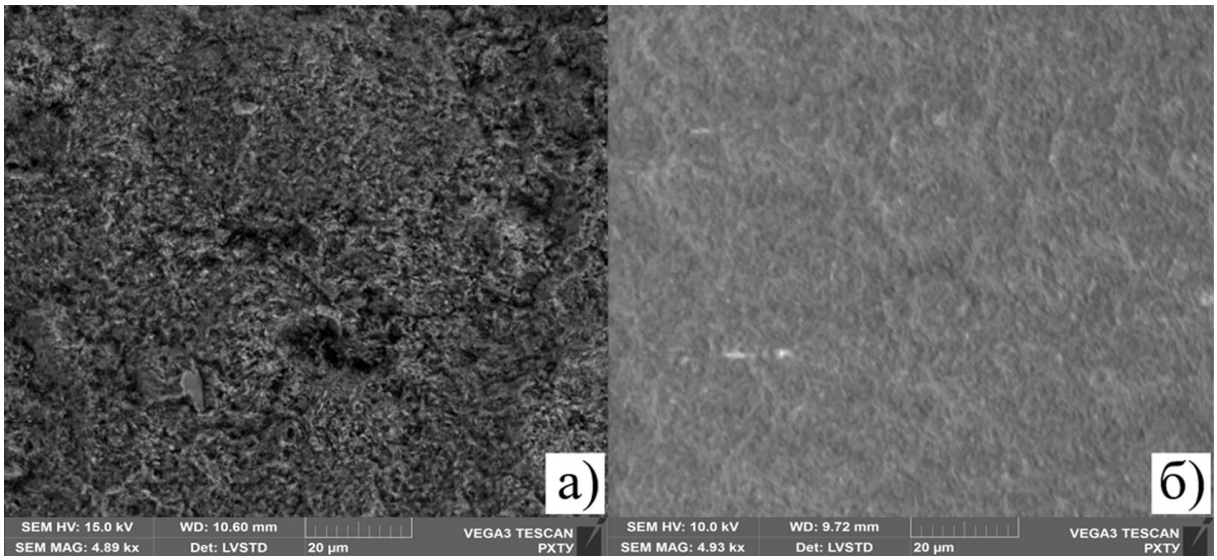


Рисунок 1. *СЭМ сколов поверхности образцов бирюзы, 4900х: некондиционная бирюза (а); импрегнированная бирюза (б).*

Оценка результатов импрегнирования проводилась по данным исследования удельной поверхности, прочности, твердости, полируемости и цвета исходной и импрегнированной бирюзы. Анализ удельной поверхности методом физической адсорбции, проведенный с помощью автоматического анализатора удельной поверхности ASAR2020MP, подтвердил эффективное импрегнирование некондиционной бирюзы: удельная поверхность исследованных образцов после импрегнирования уменьшилась с 30 до 0,9 $м^2/г$, объем пор уменьшился значительнее: с 0,15 $см^3/г$ для исходной до 0,008 $см^3/г$ для модифицированной бирюзы, что говорит о сложном строении поверхности пор, их высокой разветвленности. Также о проведении эффективного импрегнирования позволяют судить снимки СЭМ (рис. 1): на поверхности бирюзы, импрегнированной эпоксидной смолой, поры менее различимы, так как большая их часть заполнена полимером, что при полировке способствует достижению необходимой шероховатости, обеспечивающей бирюзе стеклянный блеск. Высокая пористость бирюзы также является причиной ее хрупкости, низкой твердости. При заполнении пор полимером структура бирюзы становится плотнее, таким образом увеличивая ее прочность и твердость: сила от механических воздействий распределяется равномерно по бирюзовой матрице и пластмассе в ее порах. Измеренные показатели предела прочности образцов бирюзы при изгибе демонстрируют рост прочности бирюзы в 20 раз: предельное поверхностное напряжение при изгибе возрастает с 1 Па для исходной до 20 Па для импрегнированной бирюзы. Микротвердость, измеренная по методу Виккерса на микротвердомере ПМТ-3, для бирюзы, импрегнированной метакрилатом, увеличилась в 2,9 раза (до 120 $кг/мм^2$), а эпоксидная смола, обладающая коротким временем полимеризации, в свою очередь показала увеличение твердости до 2,5 раз (до 105 $кг/мм^2$), что является достаточным для осуществления качественной механической обработки. Цветовые параметры бирюзы – оттенок и насыщенность – были определены по эталонам цвета GIA GemSet. В результате импрегнирования цвет бирюзы из бледно-серого или светлого голубовато-зеленого переходил в насыщенный ярко-голубой и голубовато-зеленый (рис. 2), характерный для бирюзы высших сортов. Заполнение пор полимером поспособствовало уменьшению рассеяния света в структуре бирюзы, что повлияло на изменение цвета в сторону более темного и насыщенного.

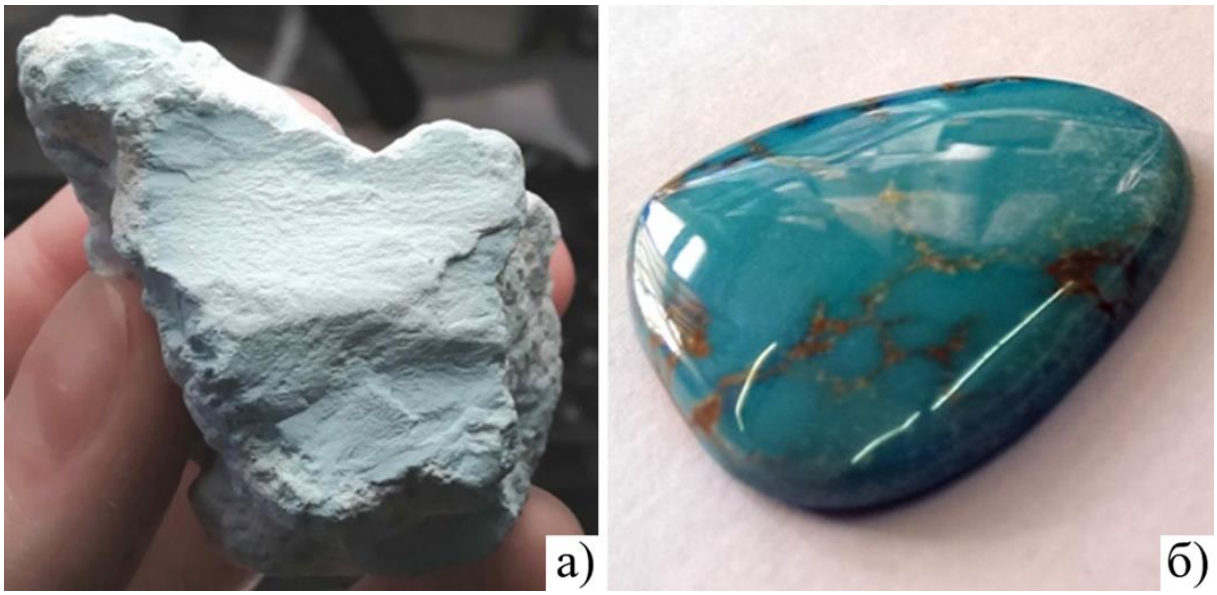


Рисунок 2. *Образец некондиционной бирюзы (а); отполированный кабошон насыщенного голубовато-зеленого цвета, изготовленный из импрегнированной бирюзы (б).*

Выводы

Структура некондиционной бирюзы Техутского месторождения характеризуется развитой пористой системой, эффективная пористость которой в среднем составляет 27 %, удельная поверхность – 30 м^2/г.

В результате импрегнирования прочность бирюзы увеличивается с 1 Па для исходной до 20 Па для импрегнированной бирюзы, твердость возрастает с 40 до 120 кг/мм^2, а цвет изменяется от исходного бледно-серого у некондиционной бирюзы до ярко-голубого у модифицированной.

Бирюза, модифицированная импрегнированием, не разрушается в процессе механической обработки, принимает качественную глянцевую полировку, приобретая ювелирные качества, и может применятся в ювелирной промышленности как высокосортное сырье.

Инновационная технология обогащения бирюзы методом импрегнирования позволяет рассматривать ее модифицированную разновидность как попутное полезное ископаемое Техутского медно-молибденового месторождения.

Библиография

1. Ахметшин Э.А., Поздеева Е.В. Импрегнирование природного изумруда // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2006. No. 10. С. 334-338.
2. Ахметшин Э.А., Сорокина А.А. Исследование структурно-вещественного состава техутской бирюзы // Геммология. Материалы девятой научной конференции. Томск, 2019. С. 43-49.
3. Оганесян А.Г., Агабалян А.Ю., Багдасарян А.Т., Балумян Г.Р. Оценка сырьевой обеспеченности металлургического завода по производству рафинированной меди на

территории Армении // Вестник Национального политехнического университета Армении. Металлургия, материаловедение, недропользование. – 2018. – № 1. – С. 67-76.

4. Отраслевой стандарт. Бирюза – сырье. ОСТ 41-16-71. Мингео СССР. Издательство стандартов, М., 1971.
5. Kyaw Soe Moe, Thomas M. Moses and Paul Johnson. Polymer-impregnated turquoise. Gems & Gemology, June 2007, Vol. 43, No. 2, pp. 149-151.
6. Wen Han, Taijin Lu, Huiru Dai, Jun Su, and Hui Dai. Impregnated and Dyed Turquoise. Gems & Gemology, 2015, Vol. 51, No. 3.

Секция «Бурение скважин»

Разработка лазерной сканирующей системы для автоматизации процесса измерения глубины скважин

Азмамбетова Э.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, azmambetova.elvina@yandex.ru),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

Сегодня в нефтегазовой отрасли существует такая проблема, как погрешности в измерении глубины скважины. Погрешности возникают из-за такого процесса как крутильная вибрация или Stick-Slip motion.

При крутильной вибрации происходит неравномерное вращение бурильной колонны, вызванное резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении, что влияет на бурильные трубы и деформирует их.

Большинство нефтесервисных компаний предлагают методы решения данной проблемы, но их методы обладают рядом существенных недостатков, которые рассматриваются ниже в статье.

Ключевые слова

Погрешность, глубина, автоматизация, скважины, буровая установка, крутильная вибрация.

Источники финансирования

Исследование проводится при поддержке Фонда содействия инновациям по договору 710ГУЦЭС8-D3/63777от 15.12.2020 г.

Теория

В нефтегазовой отрасли замеры буровых труб в процессе бурения скважины являются неотъемлемой частью бурового процесса. На сегодняшний день, практически все буровые бригады производят замеры буровых труб до начала бурения скважины и в процессе бурения оперируют имеющимися данными[2]. Несмотря на то, что по процедуре замеры должны производиться после каждой спуско-подъёмной операции, таким образом происходят нарушения процедуры ввиду человеческого фактора. Исходя из этого, нельзя точно утверждать реальную длину скважины[1].

Погрешности в измерении длины скважины возникают ввиду такого процесса как крутильная вибрация – «Stick-Slip». Крутильная вибрация или Stick-Slip motion представляет собой неравномерное вращение бурильной колонны, вызванное резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении. Долото приостанавливается

(длительностью порядка десятых долей секунды) с равной периодичностью, что вызывает рост крутящего момента и скручивание всей колонны, где и происходит деформация бурильных труб. При превышении момента скручивания над моментами сопротивления резания породы и момента сил трения о стенки скважины происходит резкое ускорение долота – проскальзывание, когда его угловая скорость резко возрастает (в 2 – 3 раза). Длительность такого процесса может достигать нескольких секунд, а максимальная интенсивность колебаний происходит в нижней части колонны [4]. Таким образом, приведенная выше ситуация требует обязательного выполнения замеров бурильных труб после подъема из скважины на поверхность, что зачастую не происходит.

В связи с выше перечисленными обстоятельствами предлагается внедрение технологии лазерного измерения, так как применение лазерных измерителей наиболее целесообразно, ввиду их точности, скорости измерения и модульности.

Предлагаемая разработка состоит из двух частей: лазерного измерителя и хост-программы, для увеличения точности замеров длины буровых труб.

Хост-программа представлена на рисунке 1 является универсальной, то есть может быть как интегрирована в существующие программные обеспечения, так и использоваться самостоятельно. Также в нее могут интегрироваться все данные, которые задействованы в датчиках. Лазерный измеритель на рисунке 2, в свою очередь, находится на верхнем приводе и измеряет при свинчивании и развинчивании длину буровой трубы/свечи с помощью лазерного дальномера.

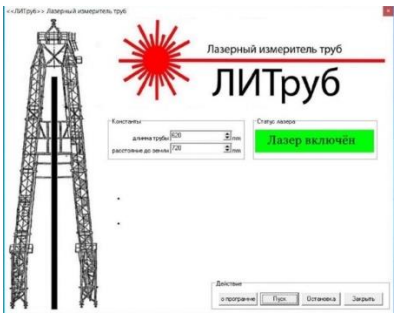


Рисунок 1. *Интерфейс хост-программы.*

Рисунок 2. *Расположение лазерного измерителя на экспериментальном стенде.*

Эффективность разработки заключается в том, что технология полностью автоматизирована, что исключает вовлеченность персонала, то есть ошибки, обусловленные человеческим фактором при замерах длины буровых труб. Это существенно снижает временные затраты, а также применение лазерных измерителей позволяет снизить погрешность и рассчитать длину с точностью до 1 мм. Схема измерения представлена на рисунке 3.

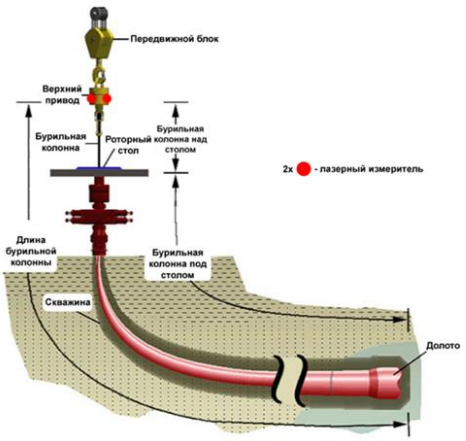


Рисунок 3. *Схема измерения.*

ЛИТруб повысит точность замеров (длины труб) в 10^3 раз и снизит когнитивную нагрузку на буровую бригаду.

Основные технические характеристики разработки:

1. Длина измерений: до 100 метров;
2. Погрешность: длины до 30 м: +/- 0.5 мм; длины до 100м: +/- 1мм;
3. Скорость измерения - до 5 секунд;
4. Максимальные габариты: 250 x 84 x 60 мм.

Рисунок 4. *Лабораторная модель.*

Внедрение данной разработки на буровых установках имеет следующие преимущества: во-первых, повышается точность замера бурильных труб в 10^3 раз, а значит и глубины скважины, во-вторых, исключение человеческого фактора, путем

замены его на аппаратный комплекс, следовательно увеличится скорость работы, в-третьих, предложенная хост-программа легко внедряется в уже существующие ПО, а также она проста в использовании, поэтому не требуется дополнительного обучения её в применении.

Описываемый аппаратный комплекс доказал свою эффективность на лабораторной модели, изображенной на рисунке 4. Разработка справляется с передачей информации с высокой скоростью.

Выводы

Созданный аппаратный комплекс будет широко использоваться в виду своих преимуществ, а также будет способствовать автоматизации процесса. Автоматизация рабочих операций — это общемировой тренд. Концепция максимальной автоматизации буровых установок позволяет осуществлять большинство рабочих операций процесса бурения с наилучшими эксплуатационными показателями. Функции рабочих на буровом полу ограничиваются. Таким образом, для эксплуатации буровых установок требуется буровая бригада меньшей численности, чем для традиционных буровых установок. Это называется работа «без рук», где описываемый аппаратный комплекс ЛИТруб весьма необходим.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, доктору технических наук, , заведующему кафедры современных технологий бурения скважин, профессору Соловьеву Николаю Владимировичу, преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Заявка на изобретение №2014119047/03 от 12.05.2014, опубл. 20.11.2015, Бюл. №32.

2. Карпов К. А. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для СПО/ К.А. Карпов. – 2-е изд., стер.- Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 188 с.

3. Патент на изобретение. 2298646 РФ. МПК E21B 47/04. Способ измерения глубины скважины при геофизических исследованиях / Масленников В.А., Марков В.А., Иванов О.В.

4. СНИЖЕНИЕ ВИБРАЦИОННОЙ НАГРУЗКИ НА ПОРОДОРАЗРУЩАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И ЭЛЕМЕНТЫ КНБК ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕМПФИРУЮЩЕГО ПЕРЕВОДНИКА// Специализированный журнал Бурение & Нефть. 2017.

Измерение величины мгновенного скольжения трехфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором электропривода буровых установок по параметрам потребляемого им тока (амплитуда и фаза), как основа энергосберегающих режимов его работы»

Алейников В.В.* (МГРИ, aleynikov.vasily@gmail.com)
Григорьев М.И. (МГРИ, mig-1.02@mail.ru)

Аннотация

Рассмотрен способ повышения ресурсосбережения и оптимизации энергопотребления буровых установок за счёт контроля динамических показателей работы трехфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором электропривода по параметрам потребляемого тока и корректировки режимов его работы в реальном времени [1].

Приведен способ расчета величины скольжения ротора в зависимости от амплитуды и фазы потребляемого тока [3] и структурная схема устройства для измерения величины скольжения ротора, описан его принцип работы и возможные пути его применения.

Рассмотрена возможность перехода технического обслуживания оборудования от системы планово-предупредительных ремонтов на систему технического обслуживание по состоянию и показаны потенциальные преимущества подобного перехода.

Ключевые слова

Асинхронные двигатели, буровые установки, энергосбережение.

Теория

Отслеживание текущих динамических характеристик работы оборудования и возможность принятия решений об их изменении в зависимости от технического состояния элементов бурового станка и изменяющихся условий бурения (породы, длины буровой колонны, и т.д.) в реальном времени остаётся актуальным и на сегодняшний день. Желательно, чтобы подобная система контроля с одной стороны не вела к размещению дополнительных датчиков непосредственно на рабочих органах бурового станка, а с другой – была бы достаточно проста и очевидна, чтобы не перегружать оператора контролем избыточных параметров.

Фазовый портрет системы, определяемый на основании мгновенного скольжения ротора s(t) по параметрам потребляемого электроприводом тока i(t) и его производная ds/dt=dm, соответствующая закону изменения мгновенного момента на валу трехфазного асинхронного двигателя (ТАД), позволяет решить выше обозначенные задачи. Путём сравнения текущего фазового портрета системы с эталонным, оператор получает информацию необходимую для принятия решения об изменении технологического процесса бурения для максимизации использования механической энергии на забое, регулировании режима работы ТАД или проведении технического облуживания оборудования.

Связь величины скольжения ротора с амплитудами и фазами тока описывается формулой:

$$s = (r'_2/x'_2)(I_1 sin\varphi_1 - I_0 sin\varphi_0)/(I_1 cos\varphi_1 - I_0 cos\varphi_0), \qquad (1)$$

где (I_0, φ_0) – амплитуда потребляемого тока и мгновенный фазовый сдвиг статорного тока при холостом ходе;

(I_1, φ_1) – амплитуда потребляемого тока и мгновенный фазовый сдвиг статорного тока в рабочем режиме;

(r'_2/x'_2) – отношение активного и реактивного сопротивлений ротора.

Снятие выше обозначенных параметров с периодичностью в несколько миллисекунд и простота их расчёта в соответствии с формулой (1) позволяют получать мгновенное значение величины скольжения s(t).

Благодаря высокой чувствительности мгновенного скольжения ротора и к механическим и к электромагнитным процессам, появляется возможность осуществления бесконтактной невозмущающей диагностики всего бурового станка путём спектральной или корреляционной обработки получаемых значений. Это, в свою очередь, накладывает ряд требований к характеристикам измерительного устройства: не менее, чем десятикратное превышение ширины полосы пропускания амплитудно-частотных характеристик устройства относительно синхронной частоты вращения поля в рабочем зазоре; отсутствие искажений при передаче сигнала мгновенной угловой скорости скольжения ротора от нуля до двойного значения синхронной угловой скорости вращения поля.

Структурная схема устройства для измерения мгновенного скольжения ротора асинхронного электродвигателя приведена на рис.1 [4]

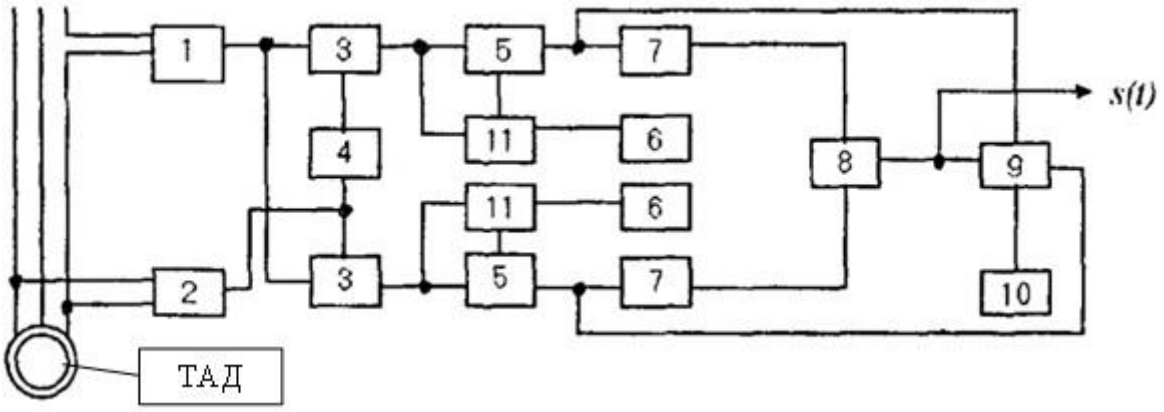


Рисунок 1. Структурная схема устройства для измерения скольжения ротора асинхронного электродвигателя по параметрам потребляемого тока

С датчика тока 1 и датчика напряжения 2 поступают сигналы (пропорциональные потребляемому току и питающему напряжению соответственно) на фазовые детекторы 3, которые впоследствии передаются на схемы сравнения 5, где

происходит вычитание сигналов источников опорного напряжения 6. Выходной сигнал блока деления 8, подключенного посредством коммутаторов 7 к схемам сравнения 5, пропорционален мгновенному скольжению ротора ТАД.

Подобное измерительное устройство может работать, как независимо для диагностики в реальном времени технического состояния конкретного электропривода, так и в качестве элемента единой системы управления ТАД, в т.ч. автоматического, в режиме энергосбережения или технологическим режимом бурения.

На рис.2 приведена схема возможного применения устройства в технологическом режиме бурения, для которого фазовый сдвиг означает наличие отраженных от нагрузки волн колебания в колонне, иначе говоря - неоптимальному значению потерь механической энергии в бурильной колонне. Бурильщик с помощью информации, выводимой на экран электронного осциллографа, имеет возможность таким образом отрегулировать величину вращения колонны и осевого усилия, чтобы минимизировать эти потери. Визуально это будет выглядеть в наименьшем размере фазового портрета.

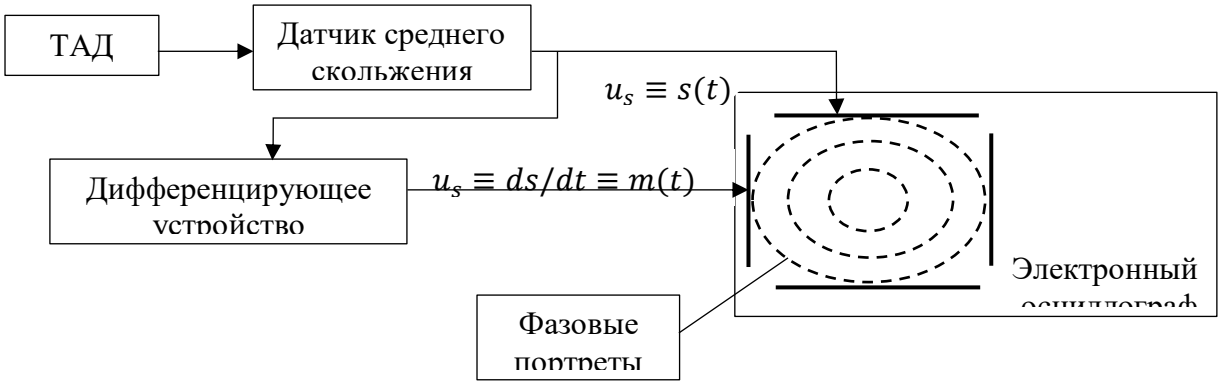


Рисунок 2. Формирование фазового портрета крутильных колебаний бурильной колонны

Выявляемое в результате измерения отклонение текущего значения мгновенной угловой скорости скольжения ротора от номинального, диапазон и амплитудные отклонения элементов мгновенного скольжения ротора, оценка их среднего значения и дисперсии, позволяют не только установить наличие конкретного дефекта, появляющегося во время эксплуатации ТАД, но и оценить его количественно.

Становится возможным переход от системы планово-предупредительных ремонтов, ориентированных на время, на техническое обслуживание (ТО), ориентированное на состояние ТАД, обладающее рядом существенных преимуществ:

- проведение ТО не на основе статистических таблиц, учитывающих отработанные машино-часы и условия эксплуатации электропривода, а исходя из реального износа узлов и агрегатов;
- индивидуальное прогнозирование остаточного ресурса на основе динамики изменений параметров конкретного ТАД в режиме реального времени.

Техническое обслуживание «по состоянию» позволяет свести к минимуму вероятность аварийных отказов в процессе проведения геологоразведочных работ,

снизить количество и длительность остановок и простоя оборудования, увеличить срок службы деталей за счёт замены только тех узлов и агрегатов, которые достигли критических значений износа, снизить количество хранимых запасных узлов и агрегатов, оптимизировать расход энергоносителей путём использования оптимальных режимов работы оборудования.

Выводы

Рассмотрена возможность использования динамического изменения показателя мгновенного скольжения ТАД с короткозамкнутым ротором электропривода буровых установок по параметрам потребляемого тока (амплитуда и фаза), как основа энергосберегающих режимов его работы.

Использование показателя мгновенного скольжения ротора приводного электродвигателя позволит в режиме реального времени осуществлять:

- выявление на ранних стадиях качественных и количественных отклонений и дефектов в ТАД;
- диагностику технического состояния и регулирование режимов работы электроприводов основного бурового оборудования.
- более эффективное бурение благодаря такому подбору технологического режима работы, что влияние стоячих волн в бурильной колонне, отнимающих значительную часть механической энергии, будет сведено к минимуму;
- корректировку параметров работы ТАД для минимизации энергопотерь в следствии неоптимально подобранных режимов эксплуатации электродвигателя.

Вышеперечисленные преимущества позволят изменить стратегию технического обслуживания оборудования путём перехода от системы планово-предупредительных ремонтов (техническое обслуживание по времени) на систему техническое обслуживание по состоянию, что окажет значительное влияние на сроки и стоимость проведения буровых работ за счёт снижения вероятности аварийных отказов, количества и длительности остановок оборудования и оптимизации единиц хранения на складах запасных узлов и агрегатов.

Библиография

1. Андронов А.А., Витт А.А., Хайкин С.Э. Теория колебаний. -М.: Наука, 1965,- 915 с.

2. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – 9-е изд., перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 1996. – 638 с.

3. Григорьев М.И. Теоретические основы, диагностические средства и методы энергосберегающей эксплуатации асинхронного электропривода буровых установок: тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 05.15.14, доктор технических наук Григорьев, Михаил Иванович. – Москва, 1998. – 304 с.

4. Григорьев М.И., Игнатов В.А., Ровенский В.Б. и др. Устройство для измерения скольжения асинхронных электродвигателей. Авт.свид.№1068817 от 26.10.82 г. опубл. в БИ №3,1984 г.

Анализ природы дифференциальных прихватов и методов их эффективного предупреждения

Алимова М. М.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, munisaalimova999@gmail.com),
Машкова А. М. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, проректор по международной деятельности и региональному сотрудничеству, к.и.н., mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н. В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, зав. кафедрой СТБС, д.т.н., профессор, научный руководитель, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К. О. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, преподаватель кафедры СТБС, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б. А. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ, старший преподаватель кафедры СТБС, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

В работе проведен изучена структура глинистых пород набухание которых приводит к дифференциальным прихватам. Проведен анализ исследования влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов.

Ключевые слова

Дифференциальный прихват, причины возникновения прихватов, методы предупреждения дифференциальных прихватов, прихват бурового оборудования.

Теория

Прихваты бурового инструмента наиболее часто встречающийся и трудоемкий вид аварий при бурении скважины, занимающееся 30 – 40% от общего аварийного времени. Основная доля прихватов приходится на дифференциальные прихваты. Поэтому исследование процесса прихватообразования и разработка эффективных методов направленных на предупреждение и ликвидацию прихватов является актуальной задачей.

В естественных условиях залегания глинистые породы находятся в состоянии всестороннего сжатия. После вскрытия глинистого пласта бурением на контуре скважины образуется локальное силовое поле, приводящее к различным деформациям пород на стенках скважины. Характер этих деформаций и устойчивость стенок обусловлены свойствами пород и предельной формой проявления горного давления.

Трудно предупредить или лмквидировать потерю устойчивости глинистых пород, обусловленную сложными и многообразными процессами их физико-

химического взаимодействия с буровым раствором. В этом случае используют ингибирующие буровые растворы, подавляющие набухание глин.

При взаимодействии с водой прочностные и деформационные свойства глин существенно меняются. Пористость связанных глин высокая, с преобладанием микропор. В сухом состоянии породы обладают высокой прочностью. С ростом влаги пластичность возрастает, а прочность падает[1,2].

Набухание наиболее выражено в слабосцементированных переуплотненных глинистых породах, содержащих глинистые минералы с эластичной кристаллической решеткой (типа монтмориллонита). Схема монтмориллонита показана на рис. 1.

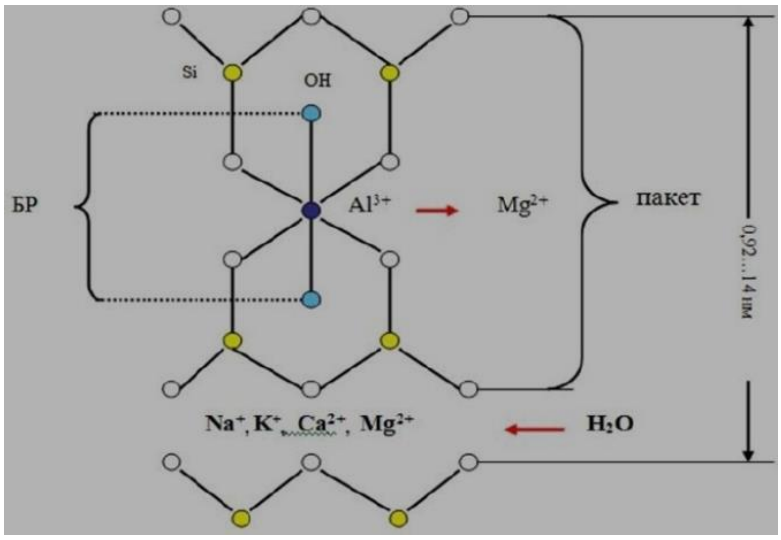


Рисунок1.*Кристаллическая решетка монтмориллонита.*
Расстояние между плоскостью в одном пакете и такой же плоскостью в другом пакете называется базальным расстоянием. В кристаллической решетке монтмориллонита оно варьируется от 0,92 нм, когда нет молекулы воды между пакетами, до 14 нм, а в некоторых случаях до полного соединения пакетов. Одной из важных особенностей кристаллической решетки монтмориллонита является замена 1/6 атомов алюминия в октаэдрическом слое частицы атомами магния. Замена эта происходит в процессе формирования глины. Из-за замены Al^+ на Mg^+создается избыточный заряд в решетке, т.е. возникает ненасыщенная валентность.

При бурении в пластичных глинистых породах для их ингибирования применяют хлоркальциевые, гипсовые, силикатные, бариевые и кальциевые буровые растворы. Действуя в сторону установления осмотического равновесия между буровым раствором и гидратными слоями глинистых частиц, ингибирующие электролиты снижают уровень гидратации, а входящие в состав раствора коллоидные электролиты и полиэлектролиты замедляют ее темпы. Хрупкие глинистые породы не способны впитать большое количество воды, так как в связи с резким ростом давления набухания происходит гидратационное обваливание породы. Для ингибирования пород такого типа необходимо снижать скорость гидратации путем снижения активности водной фазы раствора.

Для выявления закономерностей в изменении смазочных и адгезионных свойств был проведен ряд исследований буровых растворов на водной основе на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета. В качестве объекта исследований использован полимерный глинистый раствор с добавками смазочных материалов. Для выполнения исследований были использованы приборы и методики для оценки адгезионного взаимодействия и смазочных свойств буровых растворов, а также прихватоопасности. Интенсивность адгезии определялась согласно методике, разработанной Р.Г. Ахмадеевым и И.В. Куваевым (1772699 RU).

Исследования для определения адгезии буровых растворов по отношению к металлу проводились на основе прибора СНС-2 с гладкими цилиндрами. Исследования проводились с использованием стального и алюминиевого цилиндров.

В качестве базового использовался полимерный глинистый раствор, имеющий следующие параметры[3,4]:

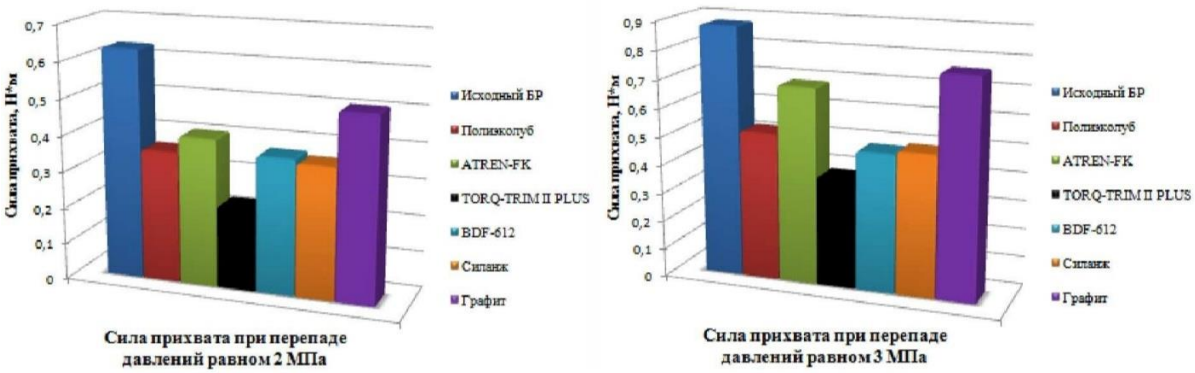
- плотность – 1020 кг/м^3
- условная вязкость (по воронке ВБР-1) – 37,1 с;
- фильтрация – 15 мл/30 мин.

Результаты исследования на прихватоопасность приведены в таблице 1.

Таблица 1. *Результаты исследований на прихватоопасность*

Буровой раствор	Перепад давления, МПа	Сила прихвата, Н·м
Исходный БР	2	0,633
	3	0,881
	4	0,961
	5	1,141
БР + Полиэколуб	2	0,362
	3	0,519
	4	0,588
	5	0,689
БР + ATREN-FK	2	0,407
	3	0,689
	4	0,791
	5	0,972
БР + TORQ-TRIM II PLUS	2	0,226
	3	0,384
	4	0,599
	5	0,904
БР + BDF-612	2	0,373
	3	0,486
	4	0,519
	5	0,599
БР + Силанк	2	0,362
	3	0,497
	4	0,633
	5	0,848
БР + Графит	2	0,509
	3	0,768
	4	1,062
	5	1,187

Примечание: содержание смазочных добавок составляет 1% от всего объема



Результаты исследований силы прихвата от перепада давлений представлены на рисунке 2.

Рисунок 2. *Изменение силы прихвата в зависимости от различных смазочных свойств.*

Выводы

По результатам, представленным в таблице и на гистограмме, видно, насколько понижается липкость фильтрационной корки при обработке смазочными добавками в достаточном объеме. Более эффективны жидкие гидрофобные смазки. Также можно отметить, что при увеличении содержания твердой фазы корка получалась более толстая и рыхлая. Это лишний раз доказывает необходимость качественной интенсивной очистки бурового раствора от выбуренной породы и одновременно поддержания количества коллоидной фазы на требуемом уровне.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что использование смазочных добавок существенно снижает риск возникновения дифференциального прихвата. Как показали результаты исследований, наилучшей противоприхватной способностью обладают импортные смазочные добавки BDF-612 и TORQ-TRIM II PLUS.

Благодарности

Я, Алимова Муниса Музаффаровна, выражаю благодарность своему научному руководителю, д.т.н. профессору Соловьеву Николаю Владимировичу, за помощь в развитии моей магистерской работы и научного проекта; проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству, Машковой Анастасии Михайловне, за кураторство и организацию работы центра MiT; советникам центра MiT, Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне, за поддержу и мотивацию быть лучшими из лучших.

Библиография

1. E-library. – Текст: электронный// Загвоздин И. В., Каменских С. В. «Исследование влияния смазочных добавок на вероятность прихватов бурильного инструмента» - 2017 г. стр. 13-14: [сайт]. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30514514

Дата обращения: 24.01.2022

2. E-library. – Текст: электронный// Каменских С. В. «Оценка причин возникновения дифференциальных прихватов бурильного инструмента» - 2017 г. стр. 67-83: [сайт]. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29065604

Дата обращения: 25.01.2022

3. E-library. – Текст: электронный// Каменских С. В., Чуктуров Г. К., Логинова М. Е., Симбаев И. Б. «Влияние смазочных добавок на силу прихвата бурильного инструмента» - 2018 г. стр. 33-35: [сайт]. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35089114

Дата обращения: 26.01.2022

4. E-library. – Текст: электронный// Чудинова И. В., Николаев Н. И.«Разработка состава и исследование свойств бурового раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах» - 2019 г. стр. 85-89: [сайт]. – URL: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39251976

Дата обращения: 27.01.2022

Эмиссия метана в Арктике. Разработка системы мониторинга и газогидратной технологии с использованием метода замещения метана

Астаскевич А.И.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, astaskevich.alya@mail.ru)
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru

Аннотация

В данной работе рассматривается проблема эмиссии метана в морях российской Арктики и предлагаются пути её решения. Предлагается создать систему мониторинга, которая удешевит разведку газогидратных месторождений и позволит выбрать наиболее подходящий участок. Также предлагается технология по добычи газогидратов путём использования трёх горизонтально наклонных скважин: двух нагнетательных и одной добывающей, с использованием метода замещения метана углекислым газом.

Ключевые слова

Эмиссия метана, Арктика, глобальное изменение климата, горизонтально наклонное бурение, газовый гидрат.

Теория

Потепление в арктическом регионе происходит в два раза быстрее, чем потепление в другой части планеты, что приводит к выделению большого количества углеводородных газов из толщи подводных многолетнемерзлых пород (ПММП) [2], [4]. Опасность выброса большого количества метана в атмосферу заключается в том, что метан является более сильным парниковым газом, чем CO_2 .

Для отслеживания деградации ПММП на шельфе моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря наиболее безопасными являются геофизические методы, в частности, электро- и сейсморазведка [1]. Данные с последних экспедиций показали, что таяние ПММП удвоилось за последние 30 лет и уже достигает 18 см в год [3].

Для того чтобы приблизительно узнать и подсчитать объем эмиссии предлагается создать систему мониторинга с использованием вышеперечисленных геофизических методов.

Система будет представлять собой эхолот-профилографы, которые должны будут помещаться с специализированную оболочку, способную держаться на воде как буйки. Работа прибора будет осуществляться за счёт встроенной батареи, которая будет обеспечивать работу прибора в течение продолжительного времени.

Канал эхолот-профилографа позволяет выявлять зоны газовыделения, но для обработки данных, полученных через систему мониторинга, необходимо разработать программу по преобразованию полученных данных в объем выброшенного метана.

Данные могут быть записаны на встроенный носитель или передаваться по беспроводной связи.

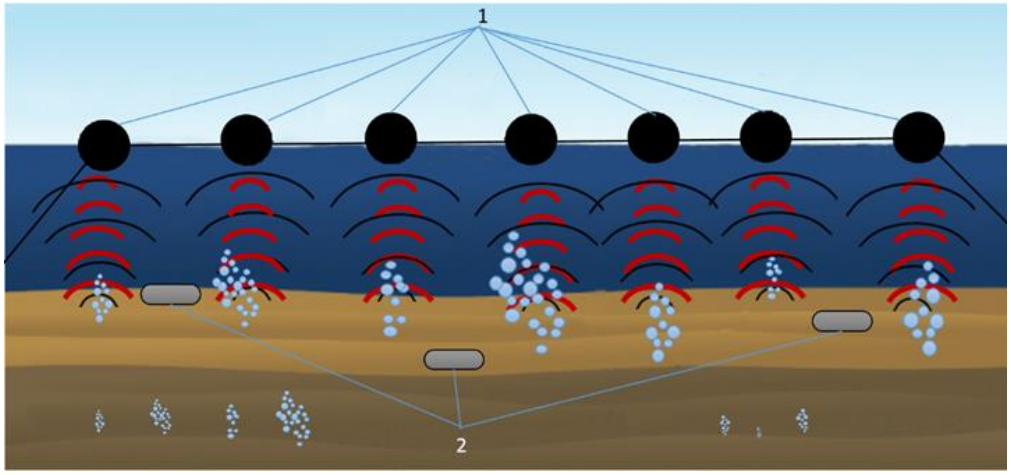


Рисунок 1. *1) Буйки эхолот-профилографы. 2) автономные придонные автономные станции электромагнитной разведки*

Также при установке буйков-эхолотов предлагается устанавливать придонные автономные станции для проведения электромагнитной съёмки.

Решением проблемы эмиссии метана может стать своевременная добыча метана из газогидрата Существующие методы опираются на диссоциацию (разделение), при которой газогидраты распадаются на газ и воду: разгерметизация, нагревание, ввод ингибитора [5]. Разновидностью метода ввода ингибитора можно считать метод восстановления метала с помощью инжекций углекислого газа.

Помимо своевременной добычи метана из гидрата использование данного метода замещения метана позволит захоронить углекислый газ, который можно уловить непосредственно из атмосферы, что приведёт к сокращению концентрации CO_2. В основе метода восстановления метана лежит тот факт, что гидрат CO_2 является более стабильным, чем гидрат метана. [6]

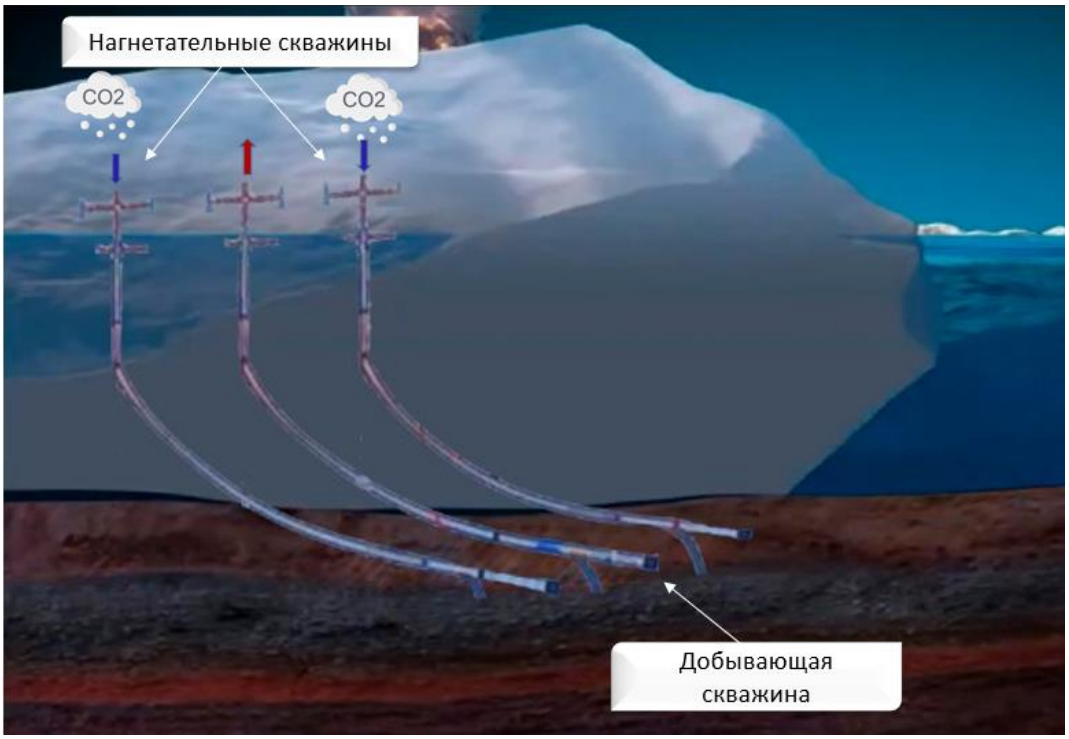


Рисунок 2. *Схема технологии*

В данном материале для добычи метана предлагается использовать две горизонтально наклонные скважины, через которые должен закачиваться углекислый газ, а метан будет поступать через одну добывающую горизонтальную скважину.

Выбор такого вида скважин обусловлен тем, что две нагнетательные скважины должны будут увеличить дебит с одной нагнетательной, так как нагнетание будет осуществляться с двух сторон.

Через колонны нагнетательных скважин насосом нагнетается углекислый газ, который можно улавливать непосредственно из атмосферы с помощью технологий, которая представляет собой специализированный дирижабль, который поднимается в верхние слои атмосферы, где температура достигает -80ºС, где углекислый газ находится в состоянии сухого льда, когда дирижабль опускается, сухой лёд снова становиться углекислым газом. Таким способом можно собрать около 1 тонны CO_2 в сутки.

В процессе нагнетания молекулы углекислого газа замещают молекулы метана, который после процесса замещения вытесняется и поступает по стволу добывающей скважины.

Длина скважины определяется геологическим строением участка проведения работ, степенью газонасыщения, интенсивностью газовыделения, физико-механическими свойствами гидратосодержащей породы и другими факторами.

Выводы

Проблема глобального изменения климата является достаточно актуальной, в том числе актуальными являются и мероприятия, предназначенные для выработки решений по замедлению данной проблемы. Данная технология может не только помочь

изъять метан из гидрата раньше, чем он попадёт в атмосферу, а также захоронить углекислый газ, уменьшая его концентрацию в атмосфере. Таким образом решается проблема изменения климата сразу в двух направлениях. Но стоит отметить, что захороненный углекислый газ также может попасть в атмосферу после дальнейшего повышения температуры в Арктике.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, заведующему кафедрой современных технологий бурения скважин, доктору технических наук, профессору Соловьёву Николаю Владимировичу; преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овёзову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Анализ, прогноз и управление природными рисками с учетом глобального изменения климата – ГЕОРИСК-2018: Материалы X Международной научно-практической конференции: в 2т./ отв. ред. Н.Г. Мавлянова. – Москва: РУДН, 2018. Т.2. – 179 с.

2. Гладильщикова А.А. Специальный доклад межправительственной группы экспертов по изменению климата «Глобальное потепление на 1,5ºС». / А.А. Гладильщикова,Т.М, Дмитриева, С.М. Семенов // Фундаментальная и прикладная климатология. – 2018. – Т.4 – С. 5–18.

3. Деградация мерзлоты и нарушение баланса в цикле углерода в морях Восточной Арктики (потоки парниковых газов, экстремальная асидификация, георискі) / И. П. Семилетов, Н. Е. Шахова, В. И. Сергиенко [и др.] // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики : Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: Арктический и антарктический научно-исследовательский институт, 2020. – С. 81-84.

4. Дмитревский Н.Н. Сейсмоакустические исследования верхней осадочной толщи и рельефа морского дна в морях восточной Арктики в 57м рейсе научно-исследовательского судна “Академик М.А. Лаврентьев” / Н.Н. Дмитревский, Р.А. Ананьев, Н.В. Либина, А.Г. Росляков // Океанология. − 2012. − Т.52. − № 4. – С. 617−620.

5. Кривошеева К. А., Пинчук Т. Н. Газовые гидраты и технологии их добычи //Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 114-119.

6. Левицкий, И. Н. Разработка морских залежей газовых гидратов с использованием впрыска двуокиси углерода / И. Н. Левицкий, А. В. Силинский // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации : сборник статей победителей VII Международной научно-практической конференции, Пенза, 25 апреля 2017 года. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2017. – С. 35-37.

Оптимизация строительства наклонно-направленных скважин путем применения технологии конвейерного бурения на обсадной колонне с извлекаемой роторно-управляемой системой

Бабаев М.К.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», babayev.magomed@mail.ru), Бабаев Э.К. (АО «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ», babayev.elmar@mail.ru), Залбеков М.Я. (РУДН, zalbekov-muslim@mail.ru)

Аннотация

В настоящее время активно развиваются новые технологии при строительстве скважин, одной из них является технология бурения на обсадной колонне. Технология бурения на обсадных трубах – это новейший метод, который дает возможность осуществлять бурение с одновременным обсаживанием ствола скважины. Бурение на обсадных трубах с извлекаемой роторно-управляемых систем может быть осуществлено почти на всех буровых установках с верхним приводом.

Основными узлами комплекса оборудования являются система верхнего привода и многофункциональная система работы с обсадными колоннами, которые вместе выполняют основную работу в процессе бурения на обсадной колонне.

Ключевые слова

Выбор и обоснование оптимизированной конструкции, сокращение цикла строительства скважин, технология конвейерного бурения, бурение на обсадной колонне.

Теория

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для оптимизации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения.

Проводка скважины, в силу технологических и геологических условий неизбежно сопровождается какими-либо осложнениями. При проводке скважины в проектном районе возможны следующие осложнения: нефтеводопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и прихваты инструмента, поглощения бурового раствора, сужение ствола скважины, а также разжижение глинистого раствора [3].

Опыт проводки наклонно-направленных скважин показывает, что фактические траектории не вполне соответствуют проектному профилю. На отклонение ствола скважины от проекта влияет целый ряд геологических, технических и технологических факторов. Степень влияния этих факторов на выполнение проектной траектории остается недостаточно изученной, тем не менее, оценка их значимости позволяет прогнозировать те технико-технологические условия, которые обеспечат проводку фактического ствола скважины в заданном коридоре отклонения от проектной траектории [4].

Цель данного проекта заключается в минимизации рисков прихвата и недохождения обсадных колонн до проектной глубины, вследствие осложнений, возникающих в неустойчивых породах и связанных с поглощением бурового раствора, осыпями и обвалами стенок скважины, кавернообразованием, а также исключение временных затрат на спуск обсадной колонны, дополнительных СПО и шаблонировок.

При роторном способе бурения степень форсирования режима ограничивается опасностью возникновения аварий с бурильными трубами, а также с ростом потерь мощности на трение колонны бурильных труб о стенки скважины. Свободный от этих недостатков способ бурения гидравлическими забойными двигателями позволяет: получить более высокие показатели отработки долот, упростить схему передачи мощности с поверхности на забой. В настоящее время, когда при бурении скважин гидравлическими забойными двигателями используются телеметрические системы (с проводным и беспроводным каналом связи), появилась возможность особо точной проводки скважин со сложными профилями. Низкая динамичность работы бурильной колонны дает возможность применять алюминиевые бурильные трубы (ЛБТ).

Технология не требует большого количества специализированного оборудования, а работы по цементированию скважины могут начинаться сразу же после того, как достигнута проектная глубина и выполнена промывка ствола. Бурение на обсадной колонне позволяет сократить сроки строительства скважины за счет исключения дополнительных спуско-подъемных операций.

Особенностью испытания данной технологии является применение Direct XCD – системы, Vortex, которая позволяет бурить на обсадной колонне, включающая разбуриваемое долото XCD, моментоповышающие кольца (MLT) к ОК, система спуска ОК – CRTi.

С целью реализации конвейерного бурения на обсадной колонне рассматривается геолого-технологические условия совместите по условиям бурения. Процесс бурения наклонно-направленных скважин с извлекаемой роторно-управляемой системой обеспечить возможность направленного бурения с набором зенитного угла до 20град. Оптимизированная 3-х колонная конструкция уменьшить металлоемкость и обеспечить бурение наклонных скважин с глубиной до 2000м по стволу в пределах 8-10дней.

Технология конвейерного бурения на обсадной колонне TDDirect CD предлагается в рамках ОПР по оптимизации цикла строительства интервала секции обсадной колонны диаметром 244.5мм.

Предлагаемая технология TDDirect CD позволяет повысить устойчивость и прочность стенок ствола скважины (эффекта механической кольматации), снизить стресс оказываемый на стенки ствола скважины при СПО, повысить качество очистки за счет более высокой скорости восходящего потока, снизить временной фактор нахождения открытого ствола, исключить дополнительные СПО и многочисленные проработки ствола скважины перед спуском обсадной колонны, оптимизировать рабочий процесс при строительстве интервала.

Сохранение устойчивости ствола скважины и минимизация рисков, связанных с поглощением промывочной жидкости за счет эффекта механической кольматации (во

время бурения на ОК, зазор между колонной и стенкой скважины минимален, что при вращении ОК приводит к затиранию колонной выбуренного шлама в стенки скважины и как следствие укрепление ствола. Благодаря механической кольматации происходит герметизация пластовых пор, уменьшается поглощение бурового раствора, ствол становится более стабильный, что впоследствии повышает качество цементирования.

В совокупности вышеперечисленные факторы помогут снизить непроизводительное время, возникающее при бурении по стандартной технологии в следствии геологических осложнений (неустойчивости стенок ствола скважины), снизить риск оставления в скважине дорогостоящей КНБК, риск недохождения обсадной колонны до проектной глубины, как следствие повысить технико-экономические показатели при строительстве интервала.

Выбор способа бурения во многом обусловлен региональными условиями (парк буровых установок, бурильных труб, забойных двигателей и т.д.)

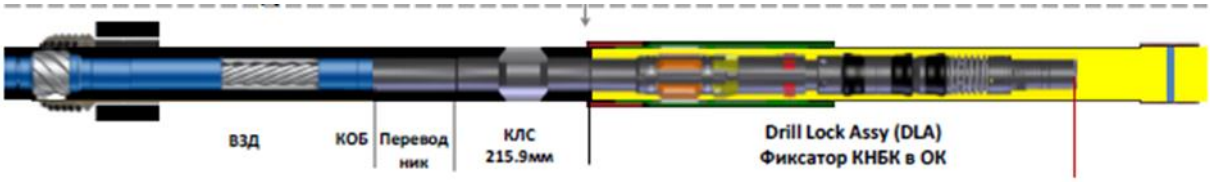


Рисунок 1. *Эскиз пилотной КНБК*

Выбор рационального профиля скважины позволяет сократить до минимума работу с отклонителем, обеспечивает необходимое смещение забоя и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновки низа бурильной колонны. Профиль скважины должен позволять эксплуатировать скважину различными типами глубинных насосов. Следовательно, профиль наклонно-направленной скважины нам необходимо выбрать таким, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести ее до проектной глубины без каких-либо осложнений, обеспечить надлежащее качество ее длительной и безаварийной эксплуатации [1].

При выборе конструкции скважины определяющими факторами служат геологические условия и номенклатура технических средств. Возможное загрязнение пластовых вод, заколонные перетоки пластового флюида, возникающие не только при бурении и эксплуатации скважины, но и после окончания ее работы и дальнейшей ликвидации могут являться следствием неправильного выбора рациональной конструкции скважины, что в свою очередь повлечет за собой трагичные последствия и нанесение большого урона окружающей среде. Выбор рациональной конструкции должен обеспечивать: эксплуатационную надежность скважины, как технического сооружения, проектный уровень ее эксплуатации, оптимальный режим проводки ствола скважины на уровне современной техники и технологии, качественное вскрытие и разобщение продуктивных горизонтов, предупреждение осложнений и аварий, а также охрану недр в процессе бурения и в период эксплуатации.Указанным требованиям соответствуют трех- и четырехинтервальный профили. Однако бурение наклонно-прямолинейного ствола требует применения жестких компоновок, что на больших глубинах увеличивает опасность осложнений и аварий. Кроме того, в наклонном стволе, особенно с большим зенитным углом, затруднено центрирование обсадной колонны, что снижает качество ее крепления. По мнению ряда исследователей [8], трехинтервальный

профиль является предпочтительным на месторождениях с карбонатным коллектором, а четырехинтервальный на месторождениях с терригенным коллектором.

Выводы

Применение технологии конвейерного бурения поможет снизить риски прихватов и недохождения обсадных колонн до проектной глубины, которые могут возникать в следствии осложнений, которые возникают в неустойчивых породах и при поглощении бурового раствора, осыпями и обвалами стенок скважины, кавернообразованием, а также исключение временных затрат на спуск обсадной колонны, дополнительных СПО и шаблонировок.

Библиография

1. Кельметр, В. В. Совершенствование конструкции наклонно направленных и горизонтальных скважин Самотлорского НГКМ / В. В. Кельметр. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 15 (305). — С. 107-111.

2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

3. Попов А.Н. Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин М.: Недра. 2001.

4. Осипов П.Ф. Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин: Учебное пособие /П.Ф. Осипов. – Ухта: УГТУ, 2004. – 71с.

5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.

6. Кейн С. А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн – Ухта : УГТУ, 2014.

7. Шевченко И. А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строи тельстве скважин с субгоризонтальным профилем // Технические науки в России и за рубе жом: материалы III междунар. науч. конф. (г. Москва, июль 2014 г.). – М. Буки-Веди,

8. Демяновский Е.Д., Быков И.И. Опыт бурения наклонно-направленной скважины с большим отклонением с использованием эмульсионного раствора на углеводородной основе// Сборник НПО Бурение, вып.13, 2005, с.21-29.

Комплексное решение вопросов повышения качества крепления скважин в терригенных отложениях в тимано-печорской нефтегазоносной провинции

Бабаев М.К.* (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», babayev.magomed@mail.ru), Бабаев Э.К. (АО «НАУЧНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ЦЕНТР ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ», babayev.elmar@mail.ru), Залбеков М.Я. (РУДН, zalbekov-muslim@mail.ru)

Аннотация

В соответствии с действующими нормативными документами технологические свойства тампонажного материала должны обеспечивать безопасное проведение работ и формирование цементного камня при цементировании с учетом конкретных горно-геологических условий. На основании полученного опыта разработана методика бальной оценки подготовки ствола скважины к креплению, учитывая особенности состояния ствола скважины и позволяющая дифференцированно определять мероприятия по повышению качества крепления скважин. Анализ исследования в области крепления скважин показал, что качественное цементирование обеспечивается разработкой седиментационно устойчивых и высокопрочных тампонажных составов. Испытания на соответствие условиям цементирования проводились по методике исследований тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин.

Ключевые слова

Неустойчивые терригенные отложения, буферная жидкость, крепление скважин, высокопрочные тампонажные составы, полимерный реагент, экспериментальные исследования, горно-геологические условия разреза, конструктивные особенности скважин.

Теория

Вопросы повышения качества крепления скважин в терригенных отложениях в наши дни стоят весьма остро и требуют новых решений. Целью исследования является решение этих вопросов, путем усовершенствования методов контроля технического состояния ствола скважин, разработки эффективных тампонажных материалов и буферных жидкостей. Основными задачами исследования являются следующие моменты. Анализ геологических особенностей и проблем, возникающих при строительстве и креплении скважин, а также обоснование требований к тампонажным материалам. Обоснование критериев оценки краткосрочной и долгосрочной стабильности открытого ствола скважины [1]. Помимо этого, одной из основных задач является выбор показателей для оценки готовности ствола скважины к креплению и обоснование технологии и материалов для укрепления ствола скважины. Также разработка буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважины, и углубление представлений о механизме взаимодействия и закономерностях формирования композиционной структуры между гидратированными минералами цемента, полимера и бентонита [8].

До настоящего времени в большинстве случаев так и не удалось создать эффективную технологию крепления скважин с горизонтальным окончанием забоя, как в боковых стволах, так и в горизонтально-разветвленных скважинах, в связи с чем темп

обводнения этих скважин на много выше, чем в вертикальных и наклонно-направленных [2]. Наиболее актуальной проблемой при креплении горизонтальных скважин является спуск обсадных колонн (хвостовиков) в скважины с большим отходом от вертикали.

Качество спуска обсадной колонны в скважину зависит от подготовленности ствола и интенсивности изменения зенитного угла, наличия комплекса технических средств для обеспечения качественного спуска и цементирования обсадной колонны с большой длиной горизонтального участка [3].

К такому комплексу технических средств можно отнести центраторы. Большинство центраторов используются как для центрирования обсадной колонны при цементировании, так и для предотвращения дифференциального прихвата колонны путем уменьшения площади поверхности ее контакта со стенкой скважины. Некоторые типы центраторов снижают крутящий момент и силы трения в процессе спуска, а другие только защищают критически важные компоненты колонны

Частицы реагента ССАиДХ начинают значительно увеличиваться в размерах после 60 минут (рисунок 1). После 60 минут (зона 2 на графике) частица диаметром 0,5 мм увеличивается в 6-7 раз в нейтральной (водной) среде, в 4-5 раз в щелочной среде и до 3,5 раз в кислой среде.

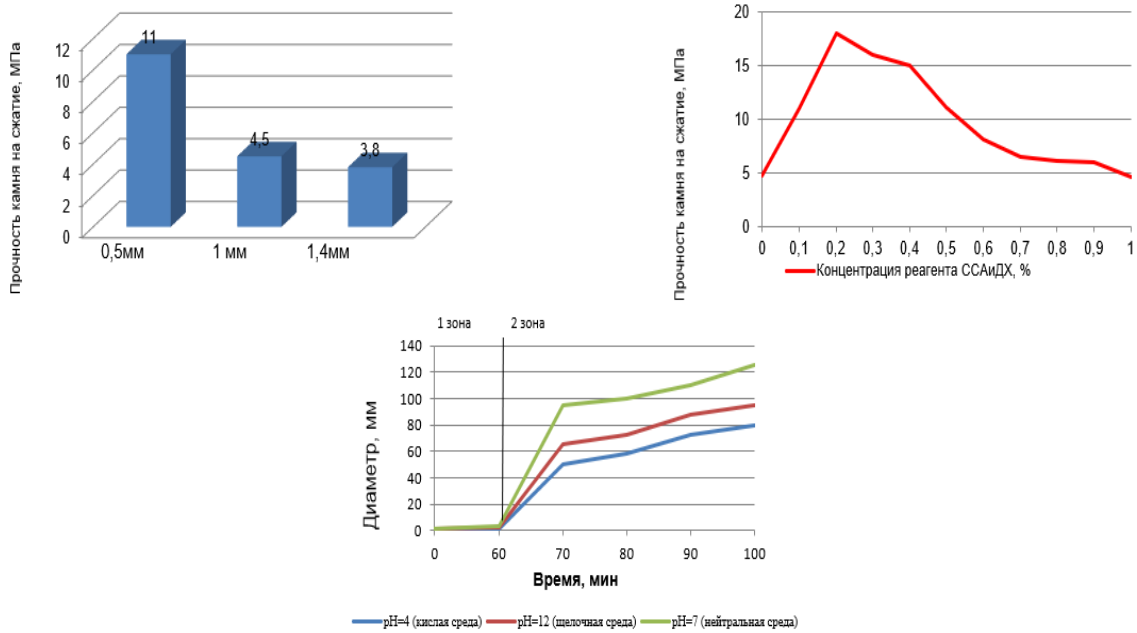


Рисунок 1. *Некоторые исследуемые зависимости*

Подобран диаметр частиц полимера. Из графика видно, что прочность цементного камня, содержащего полимер выше у образца диаметром 0,5*мм*, что позволяет рекомендовать его к дальнейшему использованию. Частицы полимера начали увеличиваться в размерах после 60 минут. После 60 минут частица диаметром 0,5*мм* увеличилась в 6-7 раз в нейтральной (водной) среде, в 4-5 раз в щелочной среде и до 3,5 раз в кислой среде. Приведены результаты подбора оптимальной концентрации добавки полимера в ЦПК.

В ходе проделанных исследований были выявлены основные закономерности образования структур различных уровней в цементополимерных растворах в зависимости от степени наполнения и вида вводимых модификаций ССАиДХ. Установлено, что между гидратированными минералами цемента, глины и полимера образуется спутанно-волокнистая структура структура. Для крепления обсадных колонн в различном температурном диапазоне разработаны гельцементные и цементополимерные составы, а также рецептура взяко-упругого буфера. Установлено, что добавка полимерного реагента при концентрациях 0,2% в гельцементном и цементнополимерном тампонажном камне улучшает предел прочности при сжатии на 36-42%, на 25-27% предел прочности на изгиб.

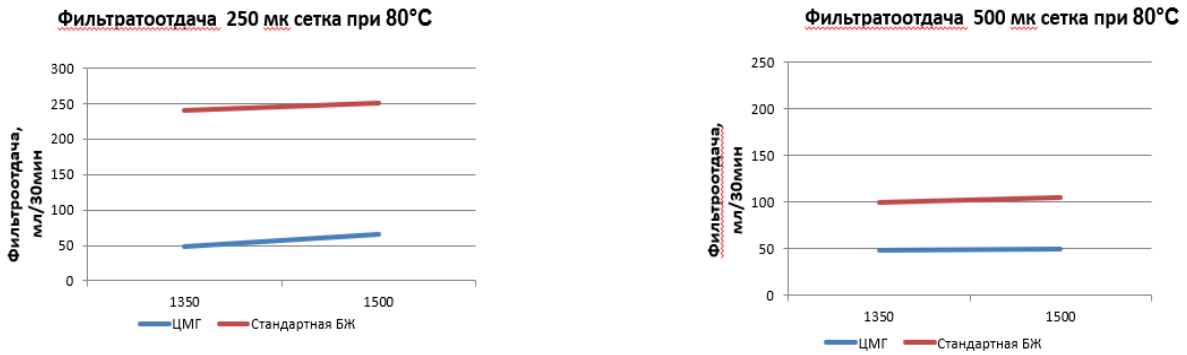


Рисунок 2. *Лабораторные испытания буферных жидкостей*

На сегодняшний день разработка нормативной документации (регламент на изготовление, применение, получение гельцементных и цементнополимерных смесей) утверждена для внедрения. Подготовлена программа для проведения опытно-промысловых работ по установке цементного моста с применением гельцементного раствора, крепления обсадных колонн с применением гельцементного и тампонажного растворов нормальной плотности.

Методика оценки технического состояния ствола скважины в процессе бурения, позволяющая определять интервалы наибольшего риска обвалообразования и возникновения прихватов, позволяющая исключить последующие осложнения при спуске обсадных колонн и их цементировании [5].

2 защищаемое положение. В качестве облегченных тампонажных составов для цементирования и установки изоляционных мостов применяются гельцементые тампонажные растворы, получаемые из бентонитовой глины. Плотность 1,5-1,6г/см3 достаточно. К недостаткам этих составов относятся: низкая термостойкость, недостаточная прочность.

3 защищаемое положение. Применяемые буферные жидкости в большинстве случаев не позволяют обеспечить качественное удаление фильтрационной пленки и необходимую степень замещения промывочной жидкости из затрубного пространства, а также вымыв трудно вытесняемых «языков» бурового раствора.

В качестве рабочей гипотезы предлагается к применению гельцементый тампонажный раствор, который может использоваться как для кольматации трещин устойчивых пород, так и для тампонирования обсадных труб и крепления в неустойчивых (дробленных) пород стенок скважины.

Выводы

Решение выявленных проблем необходимо искать в комплексном и системном подходе. Необходимо пересматривать и повышать требования, как к подготовке ствола скважины, так и к тампонажным материалам и буферным жидкостям. Перспективным направлением совершенствования является разработка тампонажных смесей, за счет высокомолекулярных полимерных соединений, добавление в определенной концентрации которого обеспечивает тампонажному раствору требуемые свойства. Исходя из вышесказанного, определены требования к добавкам тампонажных материалов и буферным жидкостям, где происходит взаимодействие бентонита за счет силанольных групп с продуктами гидратации цемента, с образованием гидросиликата кальция. Активные группы будут служить центрами кристаллизации гидратов в затворенных цементносодержащих системах в процессах структурообразования. Полимеры благодаря функциональным группам будет адсорбироватся создавая вяжущие, обладающие пониженным водоотделением, повышенной седиментационной устойчивостью и сокращенными сроками загустевания-схватывания тампонажного раствора. Наиболее полно заявленным требованиям отвечает сополимер акриламида (АА) и диаллилдиметиламмоний хлорида [2]. Также применение водонабухающего реагента способен в водных растворах увеличивать свою первоначальную массу от 100 до 1000 раз и удерживать их в своей структуре даже при воздействии определенных давлений. Реагент в жидком состоянии легко растворим в водных средах, образуя при этом желеподобную суспензию. Обладает низкой вязкостью, соразмерной вязкости воды, что возможно позволяет проникать в труднодоступные трещины.

Библиография

1. Ивачев Л. М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси : учебник для вузов. – М. : Недра, 1987. – 242 с.

2. Булатов А. И. Тампонажные материалы и технология тампонирования скважин : учебник для техникумов. – 3-е изд. перераб. и доп. – М. : Недра, 1982. – 285 с.

3. Булатов А. И. Новохатский Д. Ф. Тампонажные шлаковые цементы и растворы для цементирования глубоких скважин. – М. : Недра, 1975.

4. Булатов А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем. М., Недра, 1976.

5. Булатов А. И., Измайлов Л. П., КрыловВ. И. [идр.] : Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1981.

6. Данюшевский В. С. Проектирование оптимальнгых составов тампонажных цементов. – М. : Недра, 1978.

7. Данюшевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1973

8. Лышко Г.Н. Обзор современных материалов для приготовления буферных жидкостей, буровых и тампонажных растворов / Бурение и нефть. - 2009. - № 3. - С. 30-32.

9. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – М. : Недра, 1978.

Буровой раствор с повышенными антикоррозионными свойствами

Беляев К.В. (ЮРГПУ НПИ, Arted-1@yandex.ru)

Аннотация

В статье рассматривается методы борьбы с коррозией инструмента, повышение антикоррозионных свойств буровых растворов, а также сравнение ингибиторов коррозии. Объясняется технологическая и экономическая эффективности. Рассмотрены преимущества использования ингибиторов коррозии.

Ключевые слова

Коррозия, ингибитор коррозии, сульфонаты, фосфаты, эмульсолы.

Теория

Вопросы коррозионно-механического изнашивания в буровой технологии, требуют дальнейшего углубленного изучения, на основе которого возможно создание новых рецептур смазочных и антикоррозионных материалов, и более широкого их применения. Наряду с повышением долговечности и износостойкости узлов трения бурового оборудования и породоразрушающего инструмента, буровые растворы должны эффективно функционировать в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся полиминеральной и сероводородной агрессиями, высокими забойными температурой и давлением, а также иметь ингибирующие, гидрофобизирующие, антикоррозийные и другие полезные свойства.

Уменьшить скорость коррозии можно за счет:

- подбора соответствующих легирующих добавок в сплавы;

- изменения состава среды;

- применения защитных покрытий;

- изоляции металла от агрессивной среды слоем более стойкого материала;

- применения электрохимических методов защиты.

Первую группу методов защиты реализуют на стадии изготовления металла, в процессе его термической и механической обработки.

Вторая группа методов борьбы с коррозией — это обработка среды с целью уменьшения агрессивности ее путем введения ингибиторов коррозии.

Повышение антикоррозионных свойств БПЖ является одним из эффективных средств защиты бурового оборудования, бурильного и породоразрушающего инструмента. Используют два приема:

- удаление из среды веществ, вызывающих коррозию металлов;

- введение в агрессивную среду специальных веществ, которые вызывают значительное снижение скорости коррозионных процессов. Такие вещества называются замедлителями или ингибиторами коррозии.

Это возможно либо нейтрализацией (в случае сероводородной и углекислотной агрессий) либо применением специальных добавок в БПЖ-ингибиторов коррозии.

При нейтрализации сероводорода и углекислого газа применяют соединения, вступающие в химическую реакцию с ними. Для сероводорода используют такие соединения, как двуокись марганца, металилсульфонат натрия, окислы металлов: железа, меди, цинка. Также широкое применение нашли - Т-66, Т-80, пиритовые огарки, гипохлорит натрия, гексаметилентетрамин и др.

Для нейтрализации содержащегося в растворе углекислого газа применяют гидроксиды натрия или калия, эффективны смеси окиси кальция с едким натром, также широко распространено применение этаноламина.

Фосфаты, в том числе метафосфаты, ортофосфаты, полифосфаты натрия, применяются в качестве ингибиторов коррозии в РФ и за рубежом. Хорошими актикоррозионными свойствами обладает феррохромлигносуфонат натрия модифицированый триполифосфатом натрия (рис.1) при концентрациях от 0,5 до 6%.

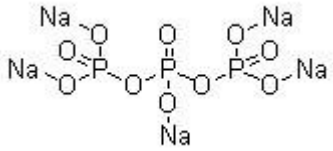


Рисунок 1. *Общая формула* $Na_5P_3O_{10}$

Результаты определения защитной способности опытных образцов*

№	Концентрация добавки, % масс.	Защитный эффект, %	Скорость коррозии, г*мм-2*ч-1*10-8	pH
1.	0,5	35,00	24	4,57
2.	1	46,15	23	4,38
3.	2	76,92	21	4,18
4.	2,5	84,77	16	4,12
5.	3	88,46	12	4,24

6	3,5	65,38	15	4,05
7.	4	52,30	19	4,07
8.	6	43,00	22	4,07

*испытуемая среда: пластовая вода

При концентрации 3% достигается наибольшый защитный эффект и наименьшая скорость коррозии.

Эффективным методом борьбы с коррозией обрабатываемых металлов и коммуникаций станков, а также с биопоражением используемых СОЖ является применение в их составе эмульсолов, обладающих антикоррозионным и бактерицидным действием. Так, например, роль ингибитора коррозии выполняет нитрит натрия, тринатрийфосфат, а бактерицида – гексахлорофен.

Главными недостатками эмульсолов и водорастворимых СОЖ, полученных на их основе, является высокая стоимость, токсичность и недостаточная эффективность использующихся при их приготовлении антикоррозионных и бактерицидных добавок.

Олеиновая кислота и триэтаноламин, а также продукт их взаимодействия (олеат триэтаноламмония) являются эмульгаторами. Масло трансформаторное или базовая основа масла трансформаторного является смазывающим компонентом. Тетраборат этилендиаммония($C_2H_{14}B_4N_2O_9$) является бактерицидной и антикоррозионной добавкой.

Также одним из методов борьбы с коррозией является применение дигидрата тетраметафосфиновой кислоты в качестве антикоррозионной добавки. Дигидрат тетраметафосфиновой кислоты получают путем гидролиза тетрамера фосфонитрилхлорида, который образуется как побочный продукт в производстве циклического тримера фосфонитрилхлорида. Рис.2.

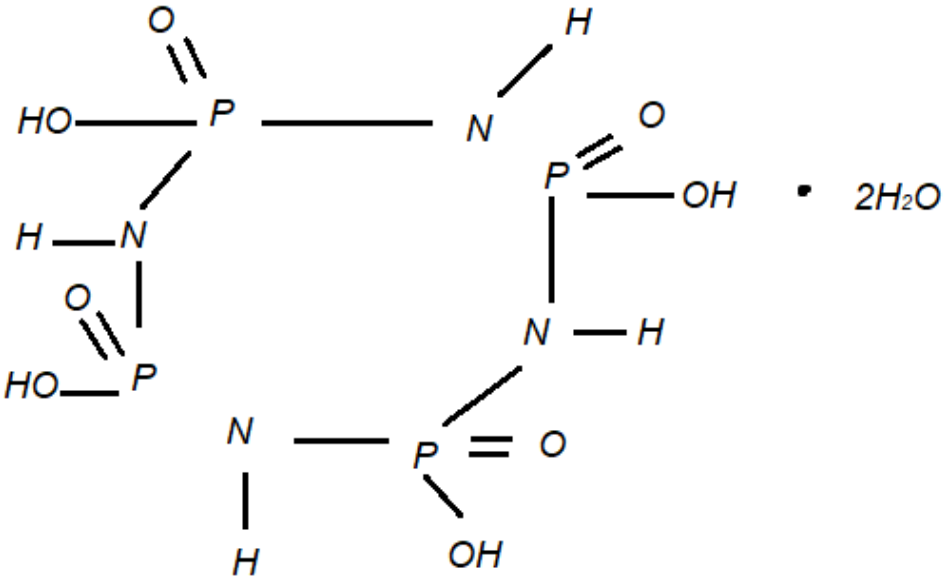


Рисунок 2. *Общая формула* $N_4H_8P_4O_8$.

Химические реагенты на основе природных веществ – растительных масел, животных жиров, жиросодержащих отходов, соответствуют повышенным требованиям экологической безопасности. Применение химических реагентов, полученных на растительной основе, становятся все более конкурентоспособными, поскольку бурение скважин с их применением эффективнее как с экономической, так и экологической точки зрения.

Защитное действие антикоррозионных материалов на базе вторичных (отработавшее моторное масло, продукты его очистки) и быстровосполняемых растительных экологически чистых продуктов (нерафинированное свежее, окисленное, неингибированное и ингибированное рапсовое масло). Показано, что по эффективности они ни в чем не уступают современным коммерческим материалам подобного рода.

Выводы

На основании анализа материала, представленного в технической литературе, а также обобщенных полевых работ по вопросу повышения антикоррозионных свойств буровых промывочных жидкостей можно сделать следующие выводы:

- Повышение антикоррозионных свойств буровых растворов возможно путем
  - добавления антикоррозионных добавок,
  - применение биоцидов с добавлением ингибиторов коррозии,
  - добавление эмульсолов с антикоррозионными свойствами.
- Использование антикоррозионных добавок увеличивает срок службы бурильного инструмента, повышает стойкость инструмента в солевых пластах.
- Использование химических веществ растительного происхождения становится все более конкурентоспособным, поскольку бурение скважин с их использованием более эффективно как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Библиография:

1. Исследования антикоррозионных свойств смазочных добавок для буровых растворов. Бондаренко В.П., К.т.н., доцент Садырбаева А.С., к.т.н., доцент, Надирова Ж.К., к.т.н., доцент Туребекова А.М., старший преподаватель Шугаева Н.В. студент группы ММГ-14-9р Республиканское Государственное предприятие на праве хозяйственного ведения Южно-казахстанский Государственный университет им. М. Ауэзова, г. Шымкент
2. Исследование и разработка средств улучшения антикоррозионных и триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей. Рахматуллина Гузель Валерьевна – Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук
3. Применение тетрабората этиледиамония в качестве антикоррозионной добавки к смазочно-охлаждающим жидкостям – Назаров С.В. Артёмов В.В. Родионов Н.С. Горячев В.О.
4. Применение технического фосфолипидного пав при получении антикоррозионных буровых растворов – Уринов Собир Насиллоевич, Сагдуллаева Дилафруз Саидакбаровна, Тураев Аббосхон Сабирханович, Абдурахимов Саидакбар Абдурахманович.
5. Разработка композиционной добавки, повышающей антикоррозионные и триботехнические свойства бурового промывочного раствора – Аль-Сухили М. Х.

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация

Учет способов бурения при расчете фактических координат горизонтальных скважин

Блоцкая А.И.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, alexandra.blotskaya@mail.ru),
Сребродольская М.А. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, mary_roza@bk.ru)

Аннотация

В данной работе отображены результаты расчетов по методике, направленной на определение действительной траектории пробуренных скважин при различных способах бурения.

Примененный способ основан на том, что на участках горизонтальной скважины, пробуренных с набором зенитного угла или с вращением компоновки низа бурильной колонны (КНБК), необходимо применять разные формулы расчета траектории. На интервалах слайдирования расчеты координат проводились по методу минимальной кривизны, а на интервалах с вращением – тангенциальным [1,3]. Это позволяет значительно уточнить положение забоя горизонтальной скважины в пространсве.

Ключевые слова

Горизонтальная скважина, метод “минимальной кривизны”, слайдирование, бурение с вращением, коррекция кривизны ствола скважины.

Теория

При бурении горизонтальной скважины винтовым забойным двигателем применяются два способа бурения: слайдирование и бурение с вращением. При слайдировании происходит набор зенитного угла, а при бурении с вращением зенитный угол скважины сохраняется постоянным, что необходимо учитывать при расчете координат скважины [4].

Целью исследования являлось изучение погрешностей расчета траектории ствола горизонтальной скважины, возникающих вследствие:

1) применения различных методов расчета координат скважины;

2) не учета способов бурения.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

- изучение методики коррекции кривизны скважины;
- применение методики на нескольких горизонтальных скважинах с учетом способов бурения на их отдельных участках;
- анализ полученных результатов.

Объектом исследования являлись шесть горизонтальных скважин, пробуренных в Пермском и Красноярском краях, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

Первым этапом работы являлось сравнение методов расчета координат на примере скважин №№ 1, 2, 3 для того, чтобы проследить, на сколько могут отличаться результаты определения широты, долготы и глубины скважины в зависимости от выбранного метода и от частоты снятия замеров инклинометрии.

На втором этапе производился учет способов бурения в горизонтальных скважинах №№ 4, 5, 6 для практической оценки величины вероятной ошибки в определении координат положения забоя.

В настоящей работе был применен ряд методов расчета координат скважин:

1) тангенциальный метод;

2) метод среднего угла;

3) сбалансированный тангенциальный метод;

4) метод минимальной кривизны, являющейся отраслевым стандартом [2].

На первом этапе работы были рассчитаны погрешности глубин, определенных разными методами, относительно глубин по методу минимальной кривизны и построены графики их изменения с глубиной по стволу для трех скважин.

Погрешность расчета по тангенциальному методу в скважине №1 значительно возрастает при наборе угла более 5° и достигает 1 м при 28°, а на забое –4,52 м. В интервалах постоянного зенитного угла погрешность по тангенциальному методу не меняется, а при его падении снижается.

На втором этапе работы были рассчитаны погрешности глубин относительно определенных с учетом способов бурения и построен график их зависимости от глубины по стволу.

Ниже приведена таблица №1, из которой видно, что величина ошибки определения глубины горизонтальной скважины № 6 без учета способов бурения по методу минимальной кривизны, являющегося отраслевым стандартом, достигает -3,53 метра на забое (по тангенциальному 0,87 м) [3].

Скважина	Доля бурения с вращением , %	Метод расчета координат	Погрешность ΔZз, м
4	78	Тангенциальный	1.75
		Минимальной кривизны	-1.84
5	78	Тангенциальный	2.08
		Минимальной кривизны	-1.09
6	65	Тангенциальный	0.87
		Минимальной кривизны	-3.53

Таблица 5. Погрешности определения глубины забоя скважин № 4, 5, 6 без учета способов бурения

Выводы

По проделанной работе были сделаны следующие выводы:

1) необходимо учитывать способы бурения при расчете фактической траектории горизонтальной скважины, так как ошибка в глубине забоя может достигать 3,5 метра и более;

2) метод минимальной кривизны не применим на интервалах стабилизации зенитного угла;

3) величины погрешностей без учета способов бурения не зависят от того, какой способ бурения преобладал в скважине, при этом при расчете по методу минимальной кривизны забой всегда получается глубже, чем истинный;

4) наибольшее расхождение рассчитанной глубины относительно метода минимальной кривизны наблюдается по тангенциальному методу; по координатам X и Y закономерности не наблюдаются;

5) погрешности увеличиваются с увеличением интервала снятия замера инклинометриии с ростом зенитного угла. Данная проблема заслуживает дальнейшего внимания и нахождения путей ее решения.

Библиография

1. Блоцкая А.И. Учет режимов бурения горизонтальной скважины при расчете ее фактической траектории // Тезисы докладов 75-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021», 26 – 30 апреля 2021 г. Том 1. Москва, РГУ нефти и газа имени (НИУ) И.М. Губкина, 2021 г. С. 18 – 19.

2. Все про нефть и газ [Электронный ресурс]: нач. журн./ Бурение горизонтальных скважин, Методы расчетов профиля – Электр. журн. – режим доступа к журналу: http://www.neft-i-gas. narod.ru/litera/raznoe/7/5/index.htm

3. Сребродольская М. А., Блоцкая А. И. Обоснование необходимости учета режимов бурения при расчете фактической траектории горизонтальной скважины / Neftegas.RU (деловой журнал). №9 [117], 2021. С. 40-46.

4. SPE/IADC 79917. Continuous Directional and Inclination Measurements Lead to an Improvement in Wellbore Positioning. E. J. Stockhausen, SPE, Chevron Texaco and W. G. Lesso, Jr., SPE, Schlumberger // This paper was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19 – 21 February 200.

Исследование конструктивных параметров шарошечного бурового инструмента со смещёнными осями шарошек

Борейко Д. А.* (ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», diacont_dboreyko@mail.ru),
Сериков Д. Ю. (ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина», serrico@yandex.ru)

Аннотация

В статье представлено исследование геометрии шарошечного бурового инструмента, в частности, его шарошек со смещенными осями. Актуальность исследования диктуется существующими конструктивными недостатками, в частности, быстрым «слизыванием» периферийных венцов тыльного конуса шарошек в самом начале процесса бурения в результате однобокого контакта со стенкой скважины.

В качестве метода исследования выбран метод твердотельного имитационного компьютерного моделирования. Средствами системы автоматизированного проектирования КОМПАС-3D смоделированы конусы шарошек двухшарошечного долота, а также стенка скважины при их непосредственном контакте друг с другом.

Путем последовательных итераций осуществлялось продольное и поперечное смещение оси конуса модели шарошки до такого положения, при котором контакт осуществляется сразу в двух точках (по большему и меньшему основаниям). Такое положение позволит исключить однобокий контакт со стенкой скважины при условии соответствия боковой поверхности тыльного конуса, расположенной между точками контакта, кривизне скважины. Дальнейшие исследования посвящены решению этой задачи.

Ключевые слова

Бурение, шарошка, долото, моделирование

Теория

В настоящее время наиболее распространённым, наглядным и эффективным методом исследования геометрических параметров различного оборудования является имитационное компьютерное моделирование. Поэтому в многофункциональной системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D сперва была смоделирована стенка скважины путём, которую представляет собой полый тонкостенный цилиндр и шарошки двухшарошечного бурового долота, каждая из которых представляет собой сдвоенный конус, состоящий из двух конусов. Исходные размеры плоских эскизов для полученных моделей представлены на рисунках 1а и 1б соответственно. Модели затем были размещены аналогично их размещению в конструкции бурового долота (рисунок 1в). При этом, оси вращения шарошек симметрично смещаются относительно условной оси вращения долота по направлению его вращения ω_D («положительное» смещение, k^+) на произвольную величину 12 мм, приняв направление вращения «по часовой стрелке» (рисунок 1г).

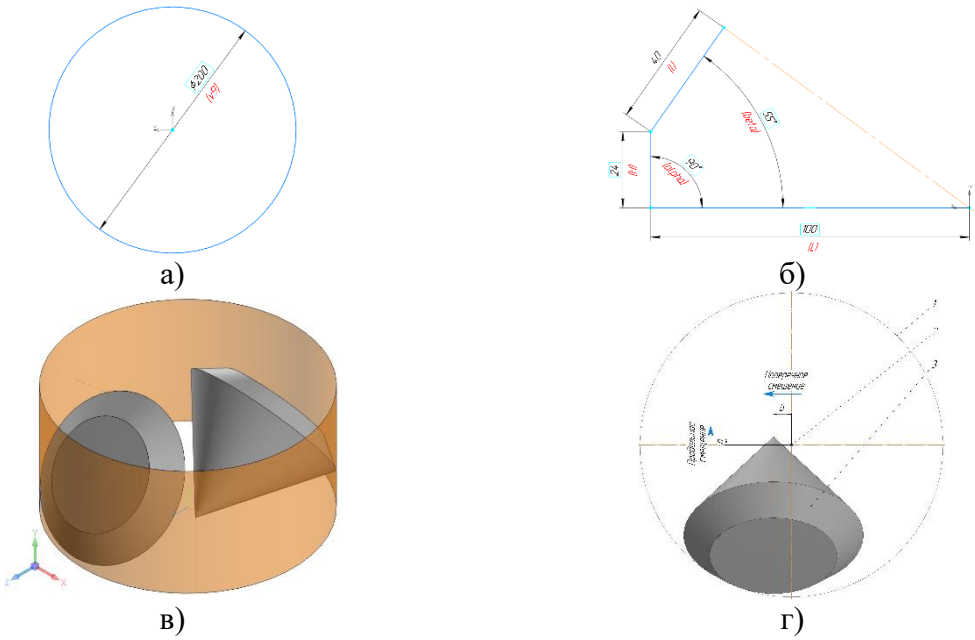


Рисунок 1. Параметры 3D-моделей скважины и шарошки: а – стенка скважины; б – шарошки двухшарошечного долота; в – плоский эскиз для создания модели скважины; г – плоский эскиз для создания модели шарошки; 1 – стенка модели скважины; 2 – ось модели скважины; 3 – модель шарошки

Назначение основного конуса шарошки – только разрушение забоя, а калибрующего конуса – формирование стенки скважины, поэтому необходимо добиться такого взаимного расположения и геометрических размеров шарошек, при котором контакт калибрующего конуса со стенкой скважины образует линию, соединяющую большее и меньшее основания калибрующего конуса, задействовав таким образом всю его боковую поверхность. Добиться этого можно тремя путями:

- изменением угла наклона образующей калибрующего конуса *alpha* (см. рисунок 1б);
- изменением продольного и поперечного смещения осей шарошек относительно оси скважины (см. рисунок 1г);
- комбинацией вариантов.

Рассмотрим различные случаи касания калибрующего конуса модели шарошки и цилиндра модели скважины. На рисунке 2 представлен вариант условно идеального контакта поверхностей шарошки и стенки скважины, образованного без смещения осей модели шарошки и результат этого взаимодействия в виде «пятна контакта» при касании, при этом угол *alpha* модели шарошки составляет стандартные 90 град.

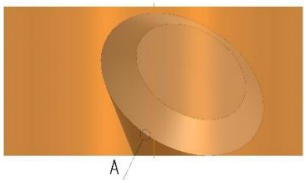
Рисунок 2. Полученное «пятно контакта»: а – вид спереди; б – увеличенное изображение

Результат взаимодействия на фронтальной проекции образует вертикальную линию. Дополнительно программными средствами САПР КОМПАС-3D проведен анализ пересечения поверхностей при помощи инструмента «Проверка коллизий». Из рисунка видно, что фактически «пятно контакта» представляет собой три близкорасположенных линии, близко расположенных друг с другом. Полученный результат является эталонным и рассмотрен нами в качестве некой базы сравнения.

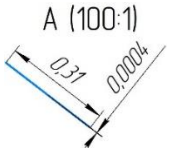
Сместив оси моделей шарошек, мы получаем положение, в котором калибрующий конус модели шарошки пересекает поверхность цилиндра модели скважины уже не по всей образующей конуса, а только в определённой точке. Смещение осуществляется в плоскости условного забоя скважины в двух направлениях в соответствии со схемой по рисунку 1г. Смещение осуществляется итеративно до тех пор, пока модель не перестанет фиксировать линии пересечения твёрдых тел между собой. В ходе таких итераций получено достаточно малое «пятно контакта», чтобы можно было посчитать его одной точкой. Параметры смещения оси модели шарошки следующие:

- продольное смещение $a = +5{,}475$ мм;
- поперечное смещение $b = +11{,}85792$ мм.

На рисунке 3 представлено её изображение и размеры. Анализ пересечения поверхностей при помощи инструмента «Проверка коллизий» КОМПАС-3D подтвердил указанную малую линию с аналогичными размерами, что свидетельствует о корректности модели.



а)



б)

Рисунок 3. Взаимодействие конуса и цилиндра при касании со смещением: а – «пятно контакта» (фронтальная проекция); б – «пятно контакта» (фронтальная проекция в масштабе 100:1)

После получения условной точки контакта большего основания конуса модели калибрующего конуса стояла задача изменения геометрии модели шарошки путём увеличения угла наклона *alpha* с шагом в +0,1 град. для того, чтобы получить вторую точку пересечения моделей при контакте малого основания калибрующего конуса с цилиндром модели стенки скважины. После нескольких итераций со смещением оси модели шарошки, а также одновременным изменением угла наклона калибрующего конуса *alpha* получены геометрия модели шарошки и её расположение относительно модели скважины с двумя «пятнами контакта» малых размеров:

- продольное смещение $a = +5{,}4839$ мм;
- поперечное смещение $b = +11{,}8789$ мм;
- угол наклона калибрующего конуса *alpha* = 97°7913′.

Как видно, при таких параметрах обеспечивается контакт модели шарошки с моделью скважины в двух точках, что должно обеспечить равномерность износа поверхности

тыльного конуса шарошки в течение всего времени работы инструмента, а также улучшить качество калибрования стенки скважины за счёт увеличения «пятна контакта».

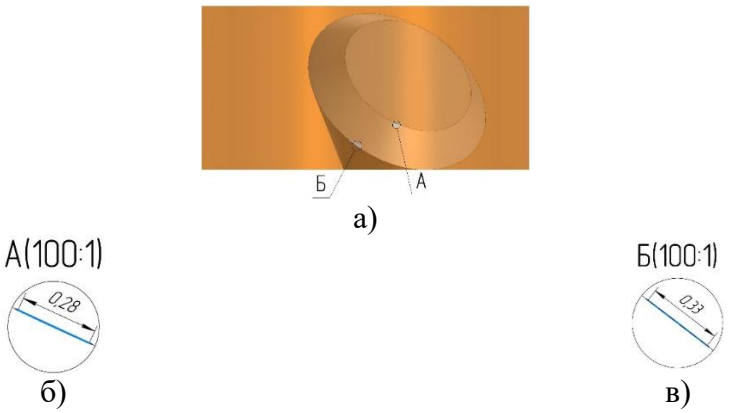


Рисунок 4. Взаимодействие конуса и цилиндра при касании со смещением: а – «точки контакта» (общий вид); б – «точка контакта» малого основания калибрующего конуса; в – «точка контакта» большого основания калибрующего конуса

Выводы

1. Проведенные исследования позволили установить причины неравномерного износа зубчатого вооружения шарошечного бурового инструмента со смещенными осями вращения шарошек относительно оси вращения инструмента. Главная из них – это несоответствие в полной мере геометрии вооружения в области перехода образующей основного конуса шарошки к калибрующему, кинематическим особенностям шарошек со смещенными осями вращения относительно оси вращения бурового инструмента.

2. Необходимо продолжить совершенствование геометрии калибрующего конуса шарошки с целью обеспечения его полного контакта с поверхностью стенки скважины, что позволит повысить механическую скорость бурения, снизить неравномерный износ зубчатого вооружения периферийных венцов шарошек бурового долота и, в свою очередь, увеличить эксплуатационный ресурс бурового инструмента в целом.

Библиография

1. Борейко, Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3 (572). – С. 35-39.

2. Борейко, Д. А. Применение метода конечно-элементного анализа для автоматизации оценки начальных испытательных нагрузок при проведении исследований напряженно-деформированного состояния трубных образцов / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2021. – № 4 (573). – С. 38-42.

3. Шигин, А. О. Сравнительный анализ эффективности работы шарошечных буровых долот / А. О. Шигин, Д. А. Борейко, Н. Д. Цхадая, Д. Ю. Сериков // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2021. – № S2. – С. 1-7.

4. Богомолов Р.М., Сериков Д.Ю. Совершенствование вооружения шарошечного бурового долота // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №5. – С. 24-28.

Разработка кроссплатформенного программного обеспечения для повышения эффективности образовательного процесса с применением технологии дополненной реальности

Гадоева Т.З.* (МГРИ, toma.gadoeva@gmail.com),
Казаку В.В. (Сколтех, isuperc86@yandex.ru),
Овезов Б.А. (МГРИ, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

Информационно-коммуникационные технологии стали неотъемлемой частью современного человека, особенно для людей, непосредственно связанных с образовательным процессом. Для эффективного обучения очень важно иметь не только текстовое описание предмета или процесса, но и видеть его визуальную составляющую. Однако, далеко не каждый образовательный институт может позволить себе покупку того или иного макета, и здесь на помощь приходят современные технологии, а именно AR – дополненная реальность

Ключевые слова

Оптимизация процесса обучения, технология дополненной реальности, моделирование объектов и процессов, цифровизация.

Теория

На рубеже 80-90-х годов Джарон Ланье предлагает термин «виртуальная реальность» (Virtual Reality – VR) и создает его концепцию. Но уже вскоре учёным из корпорации Boeing, Томасом П. Коделлом вводится понятие «дополненной реальности» (Augmented Reality – AR), для которого также подводится теоретическая и практическая база.

Дополненная реальность – это вариация виртуальной среды. Главным ее отличием является частичное погружение в виртуальный мир. Пользователь может видеть реальную картину мира с виртуальными объектами, включенными в нее в отличие от технологии виртуальной реальности, которая полностью погружают пользователя в синтетическую, искусственно созданную среду. Следовательно, AR дополняет реальность, а не полностью ее заменяет.

Дополненная реальность предстает как новая интерактивная технология, которая позволяет накладывать компьютерную графику или текстовую информацию на объекты реального времени. Это совмещение на экране двух изначально независимых пространств: мира реальных объектов вокруг человека и виртуального мира, созданного на компьютере. Технологии создания позволяют стереть грань между окружающим и искусственно созданным миром.[3]

Алгоритм внедрения дополненной реальности в процесс обучения очень прост, рассмотрим ситуацию, где данная технология будет максимально эффективна.

В качестве примера возьмем нефтегазовую индустрию, данное направление весьма сложное, включает множество элементов, процессов, а также специалисты данной отрасли являются одним из самых востребованных на территории РФ, так как

состояние экономики страны прямо пропорционально связано с объёмами добытых углеводородов.

Для того, чтобы хорошо понимать, как работает то или иное оборудование, нужно наглядно с ним ознакомиться. Однако, зачастую, оборудование из данной отрасли имеет высокую стоимость, неподъёмный вес и требует особого хранения.

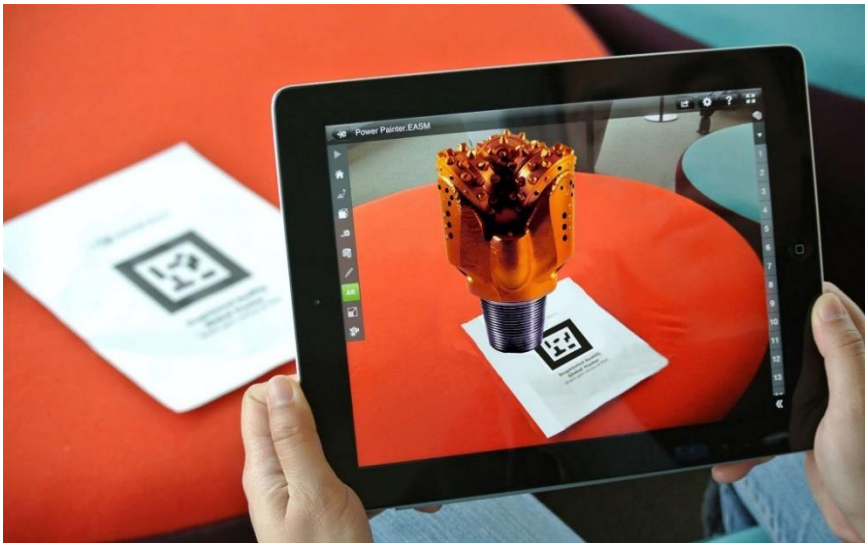


Рисунок 1. *Схема действия AR-тега.*

Именно здесь на помощь приходят AR-технологии. Вместо того, чтобы передавать по рядам тяжелые долота, коронки, и прочее оборудование, преподаватель раздаёт листы с так называемой «AR-меткой», наведясь на которую , студент, используя собственный сматфон сможет рассмотреть его под любым углом и озакомиться с его конструкивными особенностями.

Так же данная технология найдет применение на производтсве, а именно на буровых и учебных полигонах. Во-первых, сотрудники предприятий, используя специальные очки, получат возможность больше не тратить время на поиск различной литературы в случае неисправности либо поломки оборудования, достаточно будет сканировать AR-тег и получить необходимые инструкции.

Рисунок 2. *Применение очков дополненной реальности.*

Во-вторых, использование технологии дополненной реальности позволит проводить более качественные и наглядные инструктажи, стажеры смогут самостоятельно изучать оборудование, учиться различать различные механизмы, узнавать подробную информацию о конкретном узле и так далее.

В ходе исследования мы провели эксперимент о том, как технология дополненной реальности повысит интерес студентов к представленному материалу. В эксперименте приняли участие 2 группы по 20 человек, одной группе был дан урок в классической форме, другой группе - с использованием технологии AR. В конце урока мы провели анонимное голосование о том, насколько интересно был представлен материал, и небольшой тест по материалу. После обработки ответов мы обнаружили, что использование технологии дополненной реальности повысило интерес студентов с 39% до 90%, в то время как количество правильных ответов увеличилось на 20%. Таким образом, мы пришли к выводу, что применение AR приводит к положительным результатам и может быть рекомендовано к применению.

Выводы

Применение дополненной реальности в процессе изучения наук о Земле позволяет существенно сэкономить средства на закупку тех или иных образцов, избавляет от необходимости иметь специальные помещения для хранения, а также включает в себя возможность обучать студентов удалённо, без применения особых технических средств, что является перспективным направлением в нефтегазовой отрасли.

Библиография

1.Мурашов А.А., Смоленцева Л.В. Виртуальная реальность и дополненная реальность. Взгляд на будущее // Сборник трудов молодых ученых УВО «Университет Управления "ТИСБИ"». Казань: Университет управления «ТИСБИ», 2016. С. 91-96.

2.Савельева К.В. Дополненная реальность: культурный и образовательный феномен // Контекст и рефлексия: философия о мире и человеке. 2018. Том 7. № 1А. С. 227-233.

3.Яковлев Б.С., Пустов С.И. Классификация и перспективные направления использования технологии дополненной реальности // Известия ТулГУ. Серия «Технические науки». 2013. № 3.

4.[Электронный ресурс] / AR — Дополненная Реальность. URL: https://habr.com/ru/post/419437/ (Дата обращения: 12.02.2020)

5.[Электронный ресурс] / Все, что нужно знать про VR/AR-технологии. Rusbase. URL: https://rb.ru/story/vsyo-o-vr-ar/ (Дата обращения: 12.02.2020)

6.[Электронный ресурс] / 12 платформ разработки приложений дополненной реальности. URL: https://apptractor.ru/info/articles/12-platform-razrabotki-prilozheniy-dopolnennoy-realnosti.html (Дата обращения: 14.02.2020)

7.[Электронный ресурс] / AR. Быстро. Просто. Эффектно. Сервис дополненной реальности. URL: https://arvizor.com/ (Дата обращения: 16.02.2020)

Рециклинг бурового раствора

Донченко Д.С.* (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И.Платова, 13050465@mail.ru),
Третьяк А.А. (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, 13050465@mail.ru),
Карельская Е.В. (ЮРГПУ(НПИ) имени М.И. Платова, karelskaya_1992@mail.ru)

Аннотация

Показана высокая экологическая опасность отходов, образующихся при сооружении скважин. Предложено в известную четырехступенчатую схему очистки буровых растворов добавить станцию тонкой очистки «KEMTRON» блок омагничивания, показана схема очистки.

Разработана схема перерабатывающего комплекса и технология получения керамического пропанта непосредственно на участке буровых работ с использованием попутного газа.

Обозначен экономический эффект от применения мобильной установки получения пропанта.

Ключевые слова

Буровой шлам, керамический пропант, омагничивание, рециклинг, буровой раствор.

Источники финансирования

Работа выполняется в соответствии с грантом РНФ «Разработка эффективной технологии синтеза алюмосиликатных пропантов с использованием отходов бурения нефтегазовых скважин ЮФО», соглашение № 20-79-10142 (руководитель Третьяк А.А.).

Теория

Известно, что бурение нефтегазовых скважин сопровождается техногенным воздействием на объекты природной среды. Основной проблемой является образование бурового шлама. Ежегодно в России сооружается несколько тысяч скважин различного назначения и различной глубины, при этом образуется более 5 млн. м^3 в год, а объем переработки бурового шлама не превышает 4 %. Накапливаясь в шламовых амбарах, он отрицательно влияет на экологическую обстановку в районах сооружения нефтегазовых скважин.

Несмотря на высокую экологическую опасность отходов бурения, до настоящего времени не разработаны технологические решения, позволяющие с минимальными техногенными воздействиями выполнять рециклинг бурового шлама.

В настоящее время остро стал вопрос о необходимости поиска новых способов хранения и утилизации отходов бурения. Традиционно буровые отходы складируют или временно размещают в амбарах-шламонакопителях [1]. Захоронение отходов на специализированных полигонах требует изъятия из оборота значительных площадей земли. Кроме этого требуется ведение постоянного мониторинга за состоянием

окружающей среды в районе захоронения, чтобы предотвратить загрязнение окружающих почв и грунтовых вод. Помимо ужесточения природоохранных норм в России наблюдается ежегодное увеличение платы за негативное воздействие на окружающую среду в части размещения отходов [2]. Все это побуждает нефтяные компании искать альтернативные способы обращения с отходами.

Буровые отходы в большинстве своем состоят на 30–40 % масс из выбуренной породы (частицы глины и песка), на 30–45 % из бурового раствора и на 10–20 % из возможных технологических сбросов и буровых сточных вод. Для условий Западной Сибири на 1 м^3 выбуренной породы при бурении на водном растворе образуется от 3 до 4,5 м^3 отходов бурения. Меньший показатель приходится на технологии с применением безводных растворов (2–2,5 м^3), но его значение может быть в значительной степени снижено за счет повторного применения и высокой степени возврата раствора после установок осушки шлама. В настоящее время данная технология бурения на неводных системах промывочных жидкостей получает все большее распространение. Она предполагает замкнутый цикл с рециклингом бурового раствора и максимальной очисткой выбуренной породы от раствора. В этом случае количество отходов, образующихся на 1 м проходки, уменьшается, однако они тоже требуют обезвреживания и переработки на специализированных технологических комплексах.

Как правило, в настоящее время проектные организации при разработке проектов бурения скважин «разделяют» отходы бурения (ОБ) на две основные категории: отработанный буровой раствор (ОБР) и буровой шлам (БШ).

Рециклинг бурового раствора включает в себя: разделение раствора на обезвоженную твердую фазу (буровой шлам) и дисперсную среду (буровой раствор); изготовление из бурового шлама различных видов сырья, необходимого для производства; повторное применение бурового раствора с целью сооружения скважин.

Во многих странах, занимающихся бурением нефтегазовых скважин, используются различные методы рециклинга, или переработки при бурении скважин отходов с целью вторичного их использования для нужд производства [3, 4].

Объем отходов, образующийся при сооружении скважины, состоит из объема выбуренной породы и объема химреагентов и материалов, используемых при проводке скважины. В настоящее время до 80 % объема бурения приходится на глинистые породы. Выбуренные частицы пород в процессе гидротранспорта с забоя набухают, при этом объем шлама увеличивается на 20–25 %.

Многие буровые компании активно используют безамбарную технологию буровых работ с применением специальных емкостей. Традиционно используется четырехступенчатая очистка буровых растворов (высокоэффективные вибросита, пескоотделители, шламоотделители, центрифуги) [6].

Нами предложено включить дополнительно в схему очистки бурового раствора станцию тонкой очистки «KEMTRON» и блок омагничивания, состоящий из постоянных магнитов напряженностью 3 тысячи эрстед.

Движение шлама от устья скважины до емкости для шлама показано на схеме очистки бурового раствора (рис. 1).

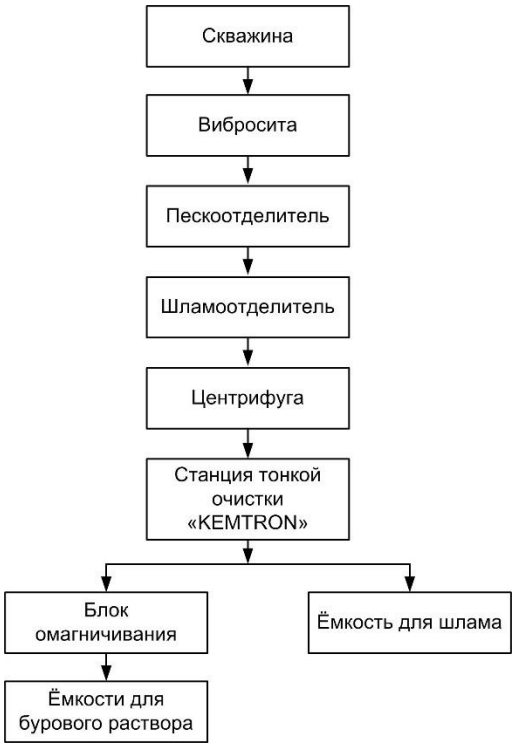


Рисунок 2. ***Рисунок 1.*** *Принципиальная схема очистки бурового раствора*

Известно, что воздействие на буровой раствор различными физическими полями способствуют ускоренному осадконакоплению [5].

Определенный интерес представляет выявление зависимости магнитной обработки на скорость оседания частиц обработанной и необработанной промывочной жидкости. Для решения этой задачи в лабораторных условиях был смонтирован стенд, имитирующий циркуляционную систему скважины. Исследовали два типа промывочной жидкости: омагниченная и неомагниченная наноструктурированная, высокоингибированная. Опыты выполняли при магнитной напряженности до 3,0 тыс. Э, скорости пропускания жидкости 0,3 м/с, температура до 45°С. Время эксперимента составляло 40 минут.

Экспериментальные исследования показывают, что при магнитной обработке раствора максимальная интенсивность выпадения в осадок глинистых частиц наблюдается в течение 40 минут, причем для омагниченного раствора интенсивность осадковыпадения значительно выше, чем для неомагниченного.

Сотрудниками ЮРГПУ(НПИ) разработана технология получения керамического пропанта из шлама непосредственно на участке буровых работ с использованием попутного газа.

Суть технологии заключается в следующем: полученный буровой шлам специальными химическими реагентами обеззараживается, добавляются химические добавки, окатыши из приготовленного шлама заданного диаметра обжигаются непосредственно на месторождении с использованием попутного газа.

Принципиальная схема универсального, перерабатывающего буровой шлам комплекса, смонтированного на шасси автомобиля высокой проходимости, включает следующее оборудование: блок бурового шлама, блок предварительной обработки шлама, блок капсулирования шлама, блок обжина шлама, блок хранения пропанта.

Экономический эффект применения мобильной установки для изготовления пропанта достигается за счет: отсутствия шламовых полигонов, исключения затрат на транспортировку шлама на полигон захоронения, уменьшения использования попутного газа разбуриваемого месторождения и изготовления пропанта на месторождении, а не на заводе, рекультивации шламовых амбаров ранее пробуренных скважин, выполнения гидроразрыва пласта с использованием пропанта, изготовленного на месторождении.

Для изготовления пропанта используются специальные химические добавки, повышающие прочность пропанта, разработана технология изготовления пропанта.

Выводы

Проведенный анализ показывает, что отходы, образующиеся при сооружении нефтегазовых скважин, оказывают комплексное негативное воздействие на окружающую среду и человека. Анализ существующих подходов к переработке буровых отходов показывает, что они недостаточно эффективны. Предложен метод рециклинга в виде переработки бурового шлама, с получением пропанта, непосредственно на участке буровых работ, а использованный буровой раствор, после очистки и обработки необходимыми реагентами, использовать повторно при сооружении нефтегазовых скважин.

Библиография

1. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю., Борисов К.А. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях. // Нефтяное хозяйство, № 2. – 2016. – С. 28–31.

2. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Теоретические исследования по управлению буровым раствором в осложненных условиях. Изд-во ВУЗов Сев.-Кав. регион. Техн. науки. – 2006. – № 7. – 56–61.

3. Губа А.С., Плетнева Н.И., Явич М.Ю. Идентификация отходов бурения. // Нефть, газ, новации. № 11, 2019.

4. Матвиенко В.В., Кузнецова В.А., Цеханский М.В. К вопросу о современных методах переработки и утилизации отходов бурения. // Нефть и газ в Сибири. – № 3, 2017. – С. 147–151.

5. Можжерин А.В., Коржавин А.Ю. Керамический пропант или песок? / Сфера. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 92–95.

6. Шерстнев Н.М. Шандин С.П. Толоконский С.И., Черская Н.О., Уголева А.В. Применение физических полей для регулирования свойств буровых растворов и тампонажных материалов. // Российский химический журнал. Т. 39, № 5, 1995.

Определение эффективного расстояния между контурными шпурами при использовании невзрывчатой разрушающей смеси

Заирова Ф.Ю.* (АО «Навоийский горно-металлургический комбинат», Республика Узбекистан, г. Навои, FY.Zairova@ngmk.uz),
Равшанова М.Х. (Навоийский государственный горный институт, г. Навои, m.ravshanova@ndki.uz)

Аннотация

Разработана математическая модель создания высокого внутреннего давления в шпурах при использовании невзрывчатой разрушающей смеси (НРС), позволяющая получить ровный отрыв горных пород в массиве. Рассмотрена задача получения сплошной прямой линии трещин при использовании НРС в горных породах. Разработана формула определения эффективного расстояния между контурными шпурами при использовании НРС, позволяющая обеспечить ровный отрыв массива горных пород.

Ключевые слова

Безвзрывное разрушение горных пород, невзрывчатая разрушающая смесь, шпур, математическое моделирование, высокое внутреннее давление, новый состав НРС, лабораторные исследования, компоненты из местного сырья, способ отделения монолитов от массива.

Теория

В настоящее время известно множество способов невзрывного разрушения горных пород, в частности, механические методы (клиновой, гидроклиновой, алмазно-канатное пиление, камнерезные буровые установки и комбайны), методы, основанные на энергии жидкости (гидродинамический, физико-химический импульсный разрыв, гидроудар, гидрорезание, флюидоразрыв), тепловые (терморезка), электрические и электромагнитные (взрывание электрических проводников, электрический пробой, тепловой пробой, токами высокой частоты, плавлением, лазерным излучением, электромагнитным излучением), комбинированные методы и др. Большинство этих методов находятся на стадии научно-исследовательских и проектных разработок. Их промышленное использование сдерживается отсутствием оборудования, малой надежностью, высокой энергоемкостью, опасным воздействием на человека, высокой стоимостью. Все эти недостатки вынуждают искать пути создания дешевых и перспективных способов разрушения прочных горных пород.

Одним из возможных направлений решения этой проблемы является применение статических методов разрушения горных пород путем использования невзрывчатых разрушающих смесей (НРС) [1-6].

На сегодняшний день в мире разработано более 100 различных композиций НРС. Основными их недостатками являются длительное время разрушения (8-24 ч) и ограниченный температурный режим работы. При отрицательных температурах эффективность разрушения резко снижается за счет замедления скорости гидратации, а при высоких положительных температурах наблюдается непроизвольное выбрасывание смеси НРС из шпуров и скважин, вызванное резким повышением скорости гидратации. Причиной выбрасывания смеси НРС из шпуров является рост внутришпурового

парогазового давления, резко повышающегося при переходе химически несвязанной воды в пар при превышении температуры НРС в процессе гидратации.

В Навоийском государственном горном институте ведется научно-исследовательская работа, направленная на создание новых видов НРС с использованием компонентов из местного сырья. Основной задачей исследований является сокращение времени разрушения и одновременно исключение явления самопроизвольного выброса НРС из шпура.

Для решения этой задачи проведены комплексные исследования кинетики саморасширения НРС и проведено математическое моделирование создания высокого внутреннего давления в шпурах при использовании НРС.

Рассмотрено образование контурной щели как результат действия тангенциальных напряжений σ_θ в точке А, расположенной в плоскости щели на равном расстоянии от соседних шпуров (рис. 1) [7]. Существенную роль в механизме образования щели оказывают радиальные напряжения от соседних шпуров, геометрически складывающихся в плоскости, пересекающей контурную щель перпендикулярно к ней на расстоянии от соседних зарядов. Эти напряжения также создают растягивающие усилия в плоскости щели и необходимо знать затраты энергии на раздвижение стенок щели после образования магистральной трещины.

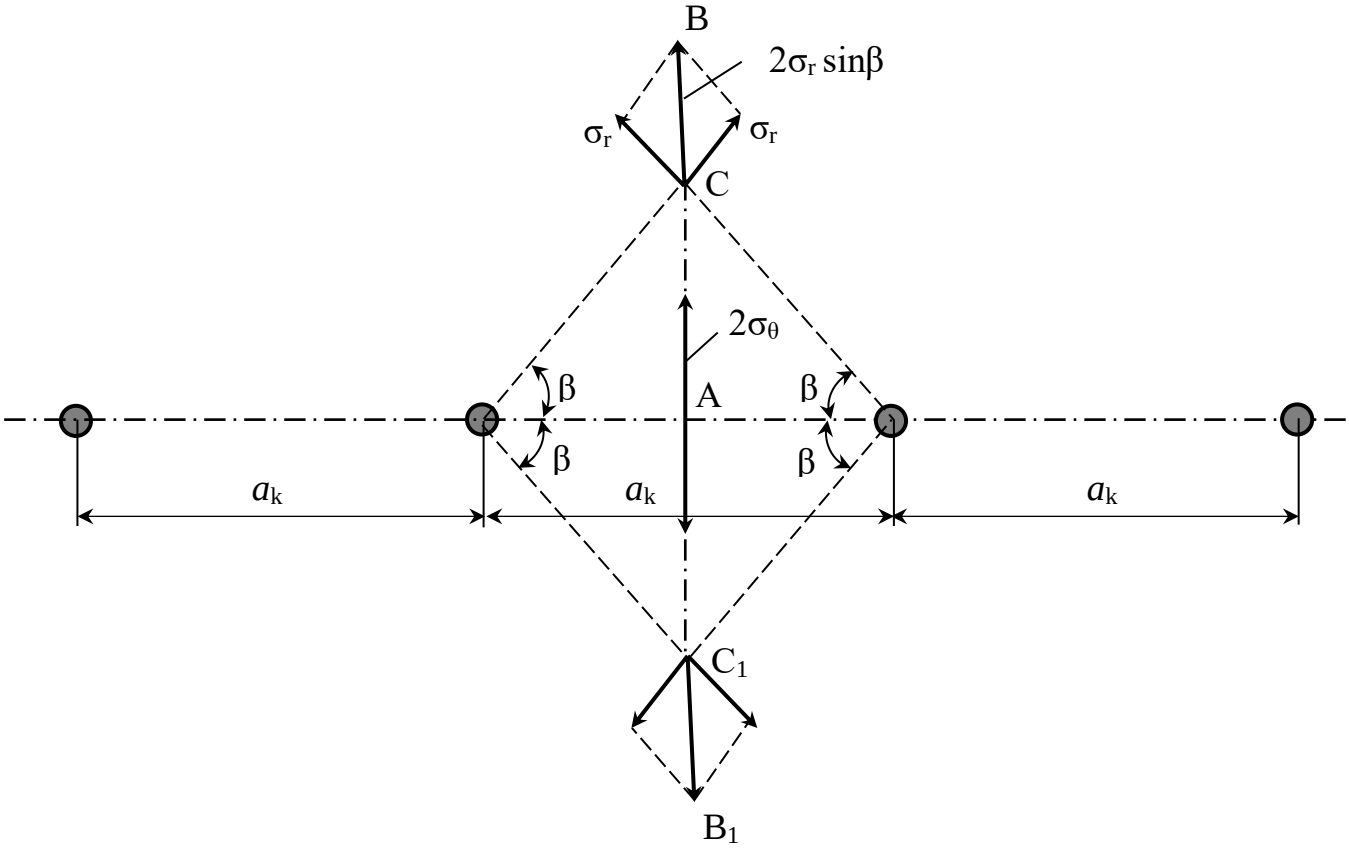


Рисунок 1. *Схема к расчету расстояния между шпурами с НРС*

Щель возникает в массиве под действием растягивающих напряжений σ_θ в точке А и симметричных, направленных в разные стороны растягивающих напряжений в точках С и C_1, формирующихся в результате геометрического сложения радиальных напряжений сжатия σ_r в этих точках (рис. 1).

Запишем условие образования контурной щели как соотношение напряжений, вызывающих ее образование, и напряжений, препятствующих этому (рис. 2):

$$\sigma_R \geq \sigma'_p + \sigma_h, \quad (1)$$

где σ_R – суммарное растягивающее напряжение в точке А, действующее перпендикулярно плоскости шпуров, МПа;

σ'_p – предел прочности породы при растяжении с учетом коэффициента структурного ослабления для данного массива, МПа;

σ_h – дополнительные напряжения, необходимые для перемещения стенок контурной щели на некоторую величину $h_ш$, и ее раскрытия, МПа.

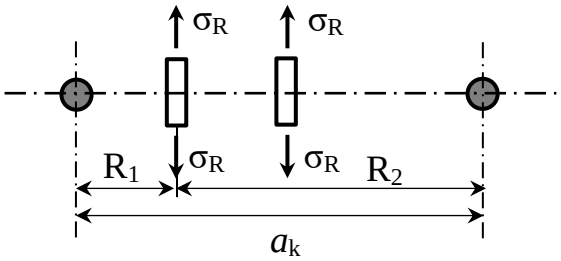


Рисунок 2. *Схема к определению места зарождения трещины растяжения*

Приняв величину сжимающих напряжений, вызванных действием НРС у стенки контурного шпура, равной P (t), можно записать величину радиальных сжимающих напряжений в точках С и C_1 как

$$\sigma_r = P(t) \cdot K_{с.з}, \text{ МПа}, \quad (2)$$

где $K_{с.з}$ – коэффициент, характеризующий степень затухания напряжений с увеличением расстояния от оси шпура.

В первом приближении можно предположить, что

$$K_{с.з} = \left(\frac{d_c}{R}\right)^{n_3}, \quad (3)$$

где d_c – диаметр шпура, м; R – расстояние от оси шпура до рассматриваемой точки в массиве, м; n_3 – показатель степени затухания напряжений с удалением расчетной точки от оси шпура.

Тогда величина радиальных сжимающих напряжений в точках С и C_1 может быть установлена по формуле

$$\sigma_r = P(t)\left(\frac{d_c cos\beta}{a_k}\right)^{1,5}, \quad \text{МПа}, \quad (4)$$

где a_k – расстояние между контурными шпурами, м; β – острый угол между плоскостью контурных шпуров и направлением от ближайших шпуров до точек С и C_1, град.

С учетом зависимости $\sigma_\theta = f(\sigma_r)$ можно определить вызываемые действием НРС тангенциальные напряжения σ_θ в точке А по выражению:

$$\sigma_\theta = P(t)\left(\frac{d_c}{a_k}\right)^{1,5} \frac{\mu}{1-\mu}, \text{ МПа}. \quad (5)$$

где μ – коэффициент Пуассона.

Тогда, согласно расчетной схеме на рис. 1 суммарные растягивающие напряжения в точке А составят:

$$\sigma_R = 2P(t)\left(\frac{d_c}{a_k}\right)^{1,5}\left(2cos^{1,5}\beta sin\beta + \frac{\mu}{1-\mu}\right), \text{ МПа}. \quad (6)$$

Положения точек С и C_1 определяются из условия достижения максимальной величины σ_R. Анализ функции $\sigma_R = f(\beta)$ [7] показывает, что наибольшая величина $\sigma_R = f(\beta)$ соответствует при $\beta = 45°$. При этом

$$\sigma_R = 2P(t)\left(\frac{d_c}{a_k}\right)^{1,5}(0,85+\frac{\mu}{1-\mu}). \quad (7)$$

Произведя замену $\sigma_R=\sigma'_p+\sigma_h$ и выполнив соответствующие преобразования, получим формулу определения эффективного расстояния между контурными шпурами с НРС:

$$a_k = d_c[\frac{2P(t)(0,85+\frac{\nu}{1-\nu})}{\sigma'_p+\sigma_h}]^{2/3}, \text{ м.} \quad (8)$$

Таким образом, получена формула определения эффективного расстояния между контурными шпурами при использовании НРС, позволяющая обеспечить ровный отрыв массива горных пород.

Выводы

Математическая модель создания высокого внутреннего давления в шпурах и полученная формула определения эффективного расстояния между контурными шпурами позволяет обеспечить ровный отрыв массива горных пород при использовании НРС.

Библиография

1. А.с. 1251611 СССР, МПК Е21 С37/00. Способ направленного формирования трещин в массиве твердой среды/ Е.М. Гарцуев, А.А. Хрипко, А.И. Штомпель; заявитель Стахановский филиал Коммунарского горно-металлургического института Минвуза УССР. заявл. 25.12.1984; опубл. 25.10.86.

2. Средство невзрывчатое разрушающее (НРС-1). Технические условия ТУ21-53-22-87. – Изд. январь1987. М.: МПСМ СССР, 1987. – 37 с.

3. Пат. 2035421 Российская Федерация. МПК6С04В7/00, С04В38/02. Состав газовыделяющей сырьевой смеси, стержень и этой смеси и способ статического разрушения массивов или конструкций из хрупкого материала / Ю.Л. Грамовский, Ю.А. Белов Ю.А., Ю.И. Седов; заявитель Научное проектно-строительное объединение "Монолит". – №5047245/33; заявл. 09.04.1992; опубл. 20.05.1995, Бюл. №7. – 8 с.

4. Заявка 93058105 Российская Федерация. МПК6 Е21С37/00, С04В7/34. Невзрывчатый разрушающий материал быстрого воздействия / Ю.Л. Грамовский, В.М. Захаров, Е.А. Кузнецов заявители Ю.Л. Грамовский, В.М. Захаров, Е.А. Куз-нецов– №93058105/03; заявл. 30.12.1993; опубл. 20.10.1996.

5. Пат. 246982 ГДР, МКИ С04 В7/34. Способ разрушения хрупких материалов/ H.O. Eckler, W. Bergholt,M. Peneyal, D. Korth; заявитель Banakademie der DDR. – №2854807; заявл. 27.12.85; опубл. 24.06.87.

6. Rios Varguer Joine Практическое применение расширяющихся цемен-тов для дробления и выемки пород/ Joine Varguer Rios // Rocas y miner. – 1983. – 12 (№143). – P. 20-21, 24-26.

7. Baklashov I.V., Goncharov S.A., Davidenko B.Yu., Morit R.E. The search for new ways to eclipse and strengthen the contour ledges of the Olenegorsk quarry // Scientific report of the Moscow State Institute of Physics GF-2-300. – Moscow, 1991 . – 84 p.

Компьютерное моделирование эффективной промывки горизонтальных скважин

Казаку В.В.* (Сколтех, isuperc86@yandex.ru),
Соловьев Н.В.(МГРИ, solovyevnv@mgri.ru)

Аннотация

Одним из наиболее важных вопросов строительства направленных скважин является проблема эффективной транспортировки из скважины частиц шлама. Неэффективная очистка скважины является первопричиной накопления выбуренной породы в стволе. Решением данной проблемы является использование нового метода промывки, а также её компьютерное моделирования, для оценки рисков и наглядности процесса.

Ключевые слова

Наклонно-направление бурение, вынос шлама, моделирование процесса промывки, пульсирующий метод промывки.

Теория

Самая распространенная проблема, которая вызывается из-за скопления выбуренной породы в стволе скважины, является механический прихват бурильной колонны. Примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, а в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах – более 80 %. «Шламовые подушки» являются причиной посадок при спуске бурильной колонны и зарезке боковых стволов. Скапливающаяся в скважине выбуренная порода весьма усложняет проходимость каротажных приборов. При этом нередко появляется нужда в дополнительной проработке скважины. В этом случае, также вызываются проблемы при спуске обсадных колонн [3,4].

По характеру движения промывочной жидкости промывка бывает стационарной, импульсной и комбинированной [1].

Были смоделированы схемы промывки в программе Solid Works. Программа позволяет рассчитать широкий спектр задач с учетом реальных условий. Движение текучей среды моделируется при помощи системы уравнения Навье-Стокса, описывающих нестационарные процессы законами сохранения импульса, массы и энергии этой среды:

$$\rho \frac{d\omega_x}{d\tau} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \nabla^2 \omega_x$$

$$\rho \frac{d\omega_y}{d\tau} = -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \nabla^2 \omega_y$$

$$\rho \frac{d\omega_z}{d\tau} = -\rho g - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \nabla^2 \omega_z$$

В качестве граничных условий могут быть заданы:

- Условия на стенке
- Параметры потока на входе и выходе с учетом теплообмена
- Теплопритоков
- Притоков жидкости

На рисунке 1 нами смоделировано движение шлама в модели “горизонтальная скважина”. Из рисунка заметно, что частицы шлама осаждаются не только в горизонтальном участке скважины, но и на нижней стенке наклонно-направленном стволе. При этом в местах скопления шлама образуется “постель”, которая мешает дальнейшему выносу [2,4]. Причиной нарушения эффективной промывки ствола скважины являются не только гидродинамические показатели бурения, но и геометрия затрубного пространства и профиля ствола скважины.

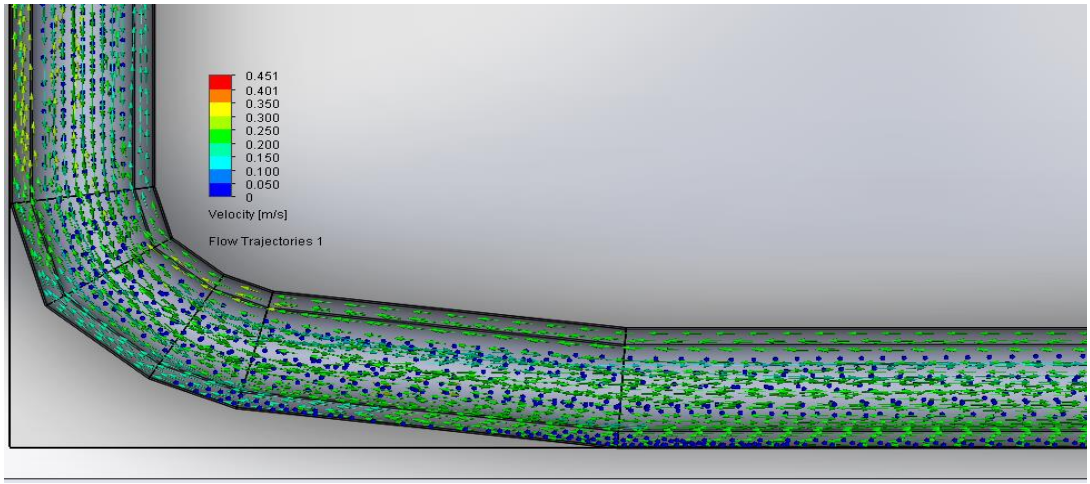


Рисунок 1. *Векторы распределения скоростей и частицы шлама в не(модель скважины).*

На рисунке 2 нами смоделировано движение шлама в модели “горизонтальная скважина”. Из рисунка заметно, что частицы шлама передвигаются пульсирующим потоком, образуя движующиеся дюны не только в горизонтальном участке скважины, но и на нижней стенке наклонно-направленном стволе. При этом обеспечивается эффективный вынос шлама по всему стволу скважины.

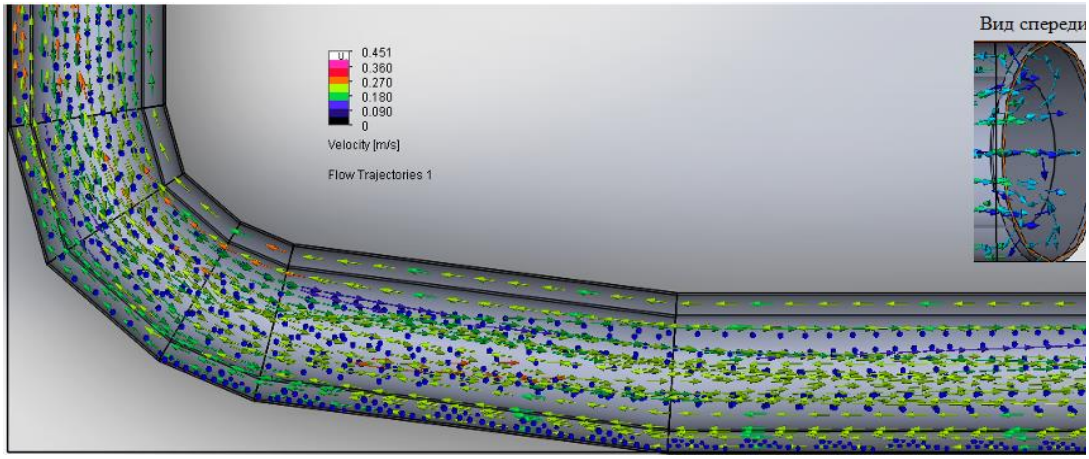


***Рисунок 2**. Векторы скоростей с частицами шлама при пульсирующем потоке (модеважины).*

Выводы

В заключении хочется отметить, что шлам, накопленный в горизонтальном участке скважины участке скважины эффективнее промывается пульсирующем потоком промывочной жидкости. Также при использовании компьютерного моделирования действительно складывается модель образования дюн, полностью отражается поведения шлама в скважине, т.е. модель работает и ее можно рекомендовать к применению.

Благодарности

Преподавателям кафедры СТБС Овезову Б.А. и Щербаковой К.О. за предоставление научного материала и помощи в реализации статьи.

Библиография

1. Иванников В. И., Иванников И. В., Вопросы промывки горизонтальных скважин при бурении. // Инженер-нефтяник. – 2009, №1. – с.8÷13.

2. Пушмин П. С., Романов Г. Р. Проблемы промывки наклонно-направленных скважин// Известия Сибирского отделения секций наук о Земле РАЕН.-2014. – №3.

4. Райхерт Р. С., Цукренко М. С., Оганов А. С., Технико-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама// Нефть. Газ. Новации.-2016. – №3.

4. Савоськин С. В, Шведова И. Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы решения// Геология, география и глобальная энергия.-2014.-№4.

5. Тунгусов С. А. Изучение влияния пульсирующей промывки на вынос шлама при бурении наклонно-направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008.–№ 5. – С.18-21.

Разработка аппаратного комплекса для передачи информации в процессе бурения с использованием комбинированного канала связи и троичного кодирования

Календарова Л.Р.* (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, kalendarova.leyli@mail.ru), Чекалов А.Ю. (Сколковский институт науки и технологий, aychekalov@gmail.com), Машкова А.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьев Н.В. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Овезов Б.А. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

Во всем мире наблюдается тенденция увеличения средней глубины скважин. В нефтегазовой индустрии в настоящее время измерения в процессе бурения стали неотъемлемой части бурового процесса. Большинство сервисных компаний оказывают данную услугу, однако скорость передачи данных с забоя скважин не удовлетворяют развитию современной отрасли.

В данной работе рассматривается применимость совмещения акустического и гидравлического каналов связи, преимущества комбинирования и полученные результаты.

Ключевые слова

Гидравлический канал связи, акустический канал связи, телеметрия, троичное кодирование.

Источники финансирования

Исследования проводятся при поддержке Фонда содействия инновациям по Договору № 566ГУЦЭС8-D3/62066 от 08.10.2020.

Теория

В связи с увеличением глубинности скважин и усложнением геологического строения исследуемой территории, а также увеличением количества горизонтальных и наклонно-направленных скважин, возникла необходимость в альтернативной передаче информации.

В настоящее время телеметрия имеет широкий спрос и, по мнению большинства отечественных и зарубежных специалистов, данное направление — одно из самых актуальных и перспективных, в которых должна развиваться технология бурения.

Существует 4 способа передачи информации: гидравлический, акустический, проводной и электромагнитный канал передачи данных. Самым распространенным в настоящее время является гидравлический канал связи, так как он подходит для скважин любой длины. Конструкция передачи сигнала проста и понятна. Для реализации данного канала не требуется дополнительных затрат, так как для передачи информации

используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а чувствительность к буровому раствора минимальна и удовлетворяется в настоящее время [1].

Использование проводного канала связи дает хорошую передачу сигнала, однако затруднено устаревшей конструкцией и подходит только для скважин малой глубины. Электромагнитный канал связи развивает достаточно большую скорость для передачи информации, однако существенно зависит от слагаемого геологического разреза, что затрудняет его использование. Акустический канал передает информацию с достаточной скоростью, а также подлежит комбинированию с гидравлическим каналом связи.

Исследуя всевозможные комбинации каналов связи, было доказано, что удовлетворяющим современные условия стал комбинированный канал связи с использованием акустического и гидравлического каналов связи. Для реализации задачи передачи информации разработан прибор для системы Measurement While Drilling/Logging While Drilling - телеметрии.

В дополнение к комбинированию была исследована возможность передачи сигнала в троичном коде на участке с гидравлическим каналом связи. В настоящее время интерес к троичной системе в зарубежных средствах научной информации заметно возрос. Разрабатываемый аппаратный комплекс за счёт использования троичного кодирования и комбинирования двух каналов связи позволит достигнуть скорости передачи данных в 1,58 раз больше, чем у зарубежных и отечественных аналогов.

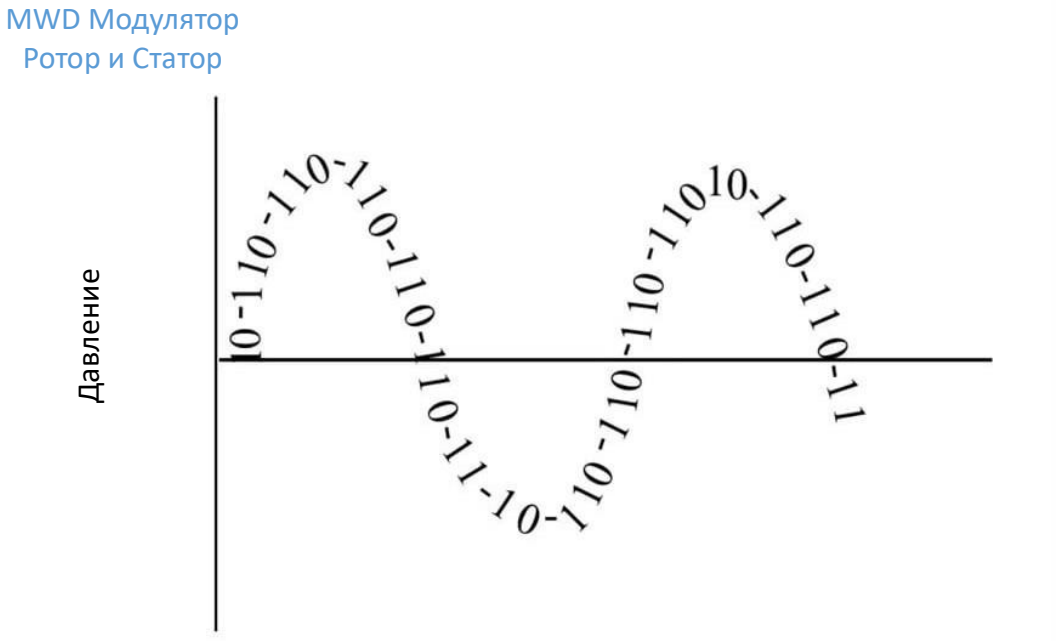


Рисунок 1. *Передача сигнала с помощью троичного кода*

На рисунке 1 показана синусоида, это иллюстрация того, как передается сигнал. Была добавлена новая условная единица «-1», что позволяет реализовать троичное кодирование. Согласно аналогичности с битом, что «сокращает неосведомленность» об исследуемом предмете в 2 раза, трит «сокращает неосведомленность» в 3 раза. Один трит равен log23 (приблизительно 1.58496) битам данных. При физиологическом осуществлении троичным функциям в троичной логике отвечают троичные

закономерные компоненты, в совокупном случае никак не непременно электрические. Схемы с 3-4-значной логикой предоставляют вероятность уменьшить число применяемых закономерных и запоминающих компонентов и межэлементных сочетаний. Схемы трёхзначной логики свободно реализуются в КМОП-технологические процессы. Трёхзначная закономерность владеет огромной выразительностью, нежели двухзначная [4].

Реализация троичной системы при передаче данных в гидравлическом канале связи значительно увеличит количество передаваемой информации. На верхней части установки, где сигнал передается с помощью акустического канала связи предлагается использовать ретрансляторы, препятствующие затуханию сигнала. Их количество обуславливается длиной скважины [2].

Применение различных сочетаний комбинированного канала позволяет увеличить дальность передачи информации, улучшить помехоустойчивость, увеличить полосу пропускания и т.д. По прогнозам специалистов, в ближайшее время тенденция на увеличение глубины скважин сохранится, а это значит, что все больше скважин будет пробуриваться на глубину более 7000 м. Интерес представляет изучение беспроводного комбинированного канала для сверхглубоких скважин [3]. Обычные скважинные каналы забоя с устьем имеют ограниченную дальность действия.

Целевые рынки нефтесервисных и геофизических исследований растут в последние дни. С каждым годом доля проходки с инженерным сопровождением увеличивается, все больше скважин имеет телеметрическое сопровождение в процессе бурения. По прогнозам аналитиков Deloitte, рынок быстро восстановится после пандемии [5].

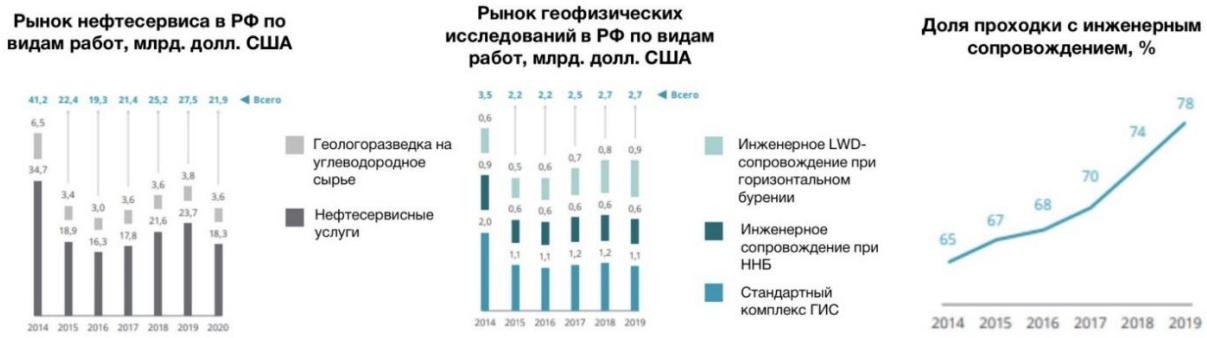


Рисунок 2. *Анализ нефтяного рынка Deloitte*

Выводы

Передача информации по комбинированному каналу связи с использованием акустического и гидравлического способов передачи дает ряд преимуществ по сравнению с единичным каналом связи. Во-первых, повышается точность передачи сигнала с забоя на устье скважины. Во-вторых, частотный диапазон передачи сигнала шире, и его верхняя граница выше, что позволяет передавать данные с большей скоростью, и, соответственно, более оперативно управлять процессом бурения. В-третьих, облегчаются условия приема сигнала на выходе канала. В-четвертых, возможно дальнейшее увеличение дальности передачи до 7000 метров и более.

Предлагаемый аппаратный комплекс доказал свою эффективность на лабораторной модели, построенной в стенах РГГРУ им.Серго Орджоникидзе. Разработка справляется с передачей информации с высокой скоростью и с переводом данных из гидравлического в акустический канал связи с помощью разработанного устройства. Таким образом, созданный аппаратный комплекс будет широко использоваться в виду своих преимуществ, а также будет способствовать импортозамещению.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, заведующему кафедры современных технологий бурения скважин, доктору технических наук и научному руководителю проекта, профессору Соловьеву Николаю Владимировичу, старшему преподавателю кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и преподавателю кафедры современных технологий бурения скважин Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

5. АО «Башнефтегеофизика» [Электронный ресурс]. – Электрон https://www.bngf.ru/services/183/ . Дата обращения: 02.02.2022. – Загл. с экрана.

6. Большая энциклопедия нефти и газа «Акустический канал» [Электронный ресурс]. – Электрон https://www.ngpedia.ru/id75154p1.html . Дата обращения: 02.02.2022. – Загл. с экрана.

7. Гурлев И.В. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СВЯЗЬЮ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ // Вестник евразийской науки. 2020. №2. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-perspektivy-obespecheniya-svyazyu-dobyvayuschih-predpriyatiy-na-kraynem-severe (дата обращения: 02.02.2022).

8. Поляков Павел Сергеевич, Росляева Мария Николаевна, Прокин Александр Александрович ОБЗОР ПОСЛЕДНИХ ТЕНДЕНЦИЙ В ОБЛАСТИ ЦИФРОВОГО ХРАНЕНИЯ ДАННЫХ О ДНК // E-Scio. 2020. №4 (43). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-poslednih-tendentsiy-v-oblasti-tsifrovogo-hraneniya-dannyh-o-dnk (дата обращения: 02.02.2022).

9. Deloitte [Электронный ресурс]. – Электрон https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/2020/oil-gas-survey-russia-2020.html . Дата обращения: 02.02.2022. – Загл. с экрана.

Антивибрационное двухъярусное долото

Калинин К.А.* (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, logi_kitoboy@mail.ru),
Борисов К.А. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13020165@mail.ru),
Кулюкин М.В. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru)

Аннотация

Известно, что буровые долота [1] составляют только 5 % от общей стоимости скважины, но являются основой экономики скважины. Правильно подобранное долото, применительно к конкретному геологическому разрезу значительно снижает время необходимое для сооружения скважины. Время, затраченное на бурение скважины, зависит от скорости бурения и продолжительности работы долота до его износа.

Эффективность бурения горных пород зависит от множества технических, технологических и экономических факторов, таких как: конструктивные особенности породоразрушающего инструмента, материалы, из которых он изготовлен, забойные условий и используемые буровые растворы и других.

Подбор лучшего долота для конкретных условий бурения является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться нефтегазовым и сервисным компаниям при строительстве скважин. Предложено антивибрационное двухъярусное долото. Расположение PDC плоской и конусной формы на долоте в определенном порядке позволяет увеличить прочность долота и уменьшить вибрации.

Ключевые слова

Долота PDC, резцы PDC, наклонно-направленное бурение, эффективность бурения, забойные вибрации.

Теория

В настоящее время для буровых работ применяется, в основном, два типа породоразрушающих инструментов. К первому типу относятся шарошечные долота, разрушающие породу дробяще-скалывающем действием. Ко второму типу относятся долота, армированными резцами PDC, принцип работы которых основан на режуще-скалывающем действии.

Важнейшим показателем качества режущего инструмента является надежность - способность выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течении требуемого промежутка времени. Надежность режущего инструмента в значительной степени зависит от его конструктивных особенностей, износостойкости и прочности.

На кафедре «Нефтегазовые техника и технологии» [2] было разработано особое долото, которое защищено патентом № 2740954 «Антивибрационное двухъярусное долото».

На основе изученных ранее характерных признаков параметрического ряда породоразрушающего инструмента с учетом влияния забойных процессов и возможности их регулирования с целью повышения эффективности разрушения горных пород, удаления продуктов разрушения, охлаждения рабочего торца и увеличения износостойкости рабочей поверхности нами определены геометрические параметры конструкций долот. Рабочий торец долот создан на основе пластин PDC и забойных инденторов, работающих на опережении основных режущих элементов. Промывочная система выполнена таким образом, что в процессе работы происходит активный теплосъем с рабочего торца инструмента и удаление шлама из призабойной зоны. Применение данной конструкции долота позволит увеличить технико-экономические показатели бурения скважин.

Предложенные нами долота изготавливаются классическим способом. Их геометрия и схема установки на долотах PDC позволяет долоту работать в более стабильном режиме. Преимуществом этого долота является наличие пластин PDC, которые в процессе работы самозатачиваются и имеют 100% отработку алмазного слоя. При бурении долотами, оснащёнными PDC, в мягких и средних породах они работают как режущий инструмент, срезая породу. При встрече твёрдых пород VIII-IX по буримости - эти долота начинают работать в режиме микрорезания (истирания). Эти долота предназначены, в первую очередь, для увеличения механической скорости бурения, увеличения проходки на долото, улучшения качества очистки забоя от шлама, снижена момента сопротивления и классическим способом и усилия подачи.

Данное буровое долото имеет большую перспективу по результатам производства и применения. В нём сконцентрировано несколько расчетов по геометрии рабочего торца, имеющие новый подход. Преимущество их перед аналогами заключается в том, что при расчетах учитывалась гидродинамика и использование ее на дополнительное разрушение забоя. В процессе работы долото с гребенчатовидным рабочим торцом сохраняет заданную трассу скважины, гася возникающие при работе вибрации. Активный процесс теплосъёма с торца долота за счет его конструкции так же указывает на его пользу, На первый взгляд, конструктивно, долото похоже на существующие модели инструмента в России и США, но в геометрии гребней рабочего торца инструмента заложен расчет по принципу минералогического закона.

Стоит также отметит тот факт, что одним из технических результатов изобретения является уменьшение крутящегося момента на буровом ставе и предупреждение возможности возникновения крутильных и продольных колебаний при бурении, вызывающих поломки режущих элементов.

Данная задача решается за счет непосредственно своего конструкционного исполнения (рис. 1). Антивибрационное двухъярусное долото режуще-скалывающего типа состоит из двух секционных частей. Нижний забуривающий ярус 1 включает стабилизаторы 7 и режущие лопасти 3. В свою очередь верхний разбуривающий ярус 2 состоит из хвостовика 10, внутреннего канала долота 13, а также стабилизаторов 8 и режущих лопастей 5. Все элементы секций выполнены симметрично с радиально расположенными режущими элементами. Стабилизаторы 8 верхнего разбуривающего яруса 2 оснащены высокостойкими штырями 9, обладающими калибрующим действием. Также имеются промывочные отверстия 11 расположены в нижнем забуривающем ярусе 1 долота, буровой раствор к которым поступает по внутреннему каналу долота 12. Количество режущих элементов 4 на лопастях нижнего забуривающего яруса 7 равно

количеству режущих элементов 6 на лопастях верхнего разбуривающего яруса 5. Режущие элементы на лопастях нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего ярусов могут быть представлены алмазно-твердосплавные пластинами (АТП), Polycrystalline Diamond Compact (PDC) гребнеобразной формы или подобными им установленными под отрицательным углом от 15 до 20°. (рис. 2, 3).

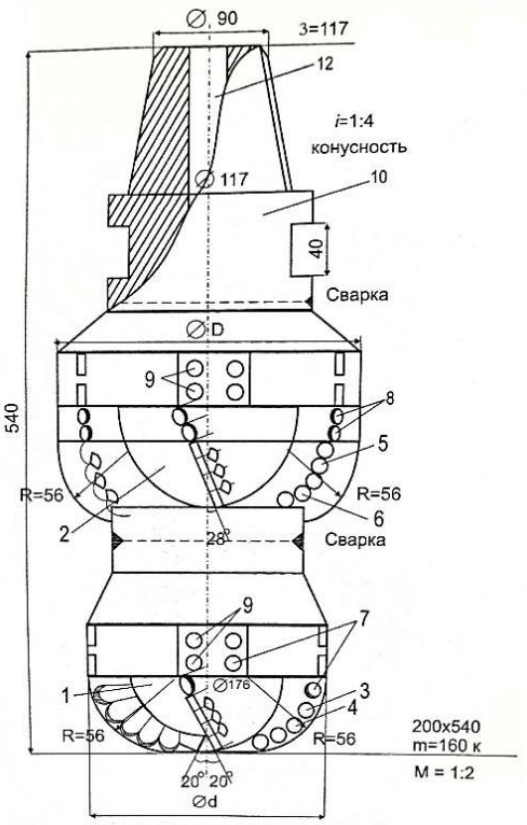


Рисунок 1. *Антивибрационное двухъярусное долото*

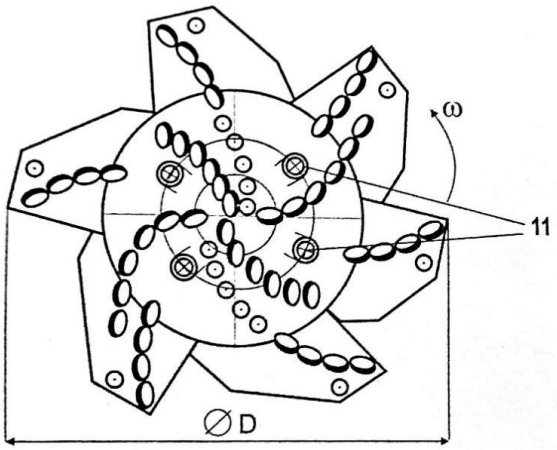


Рисунок 2. *Антивибрационное двухъярусное долото (Вид сверху).*

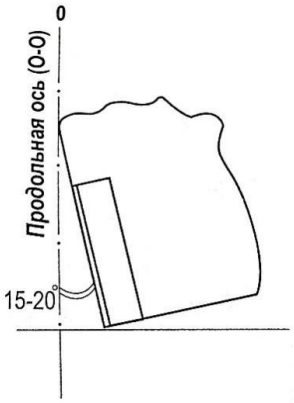


Рисунок 3. *Угол установки резца PDC к плоскости резания.*

Применение PDC конусообразной формы, выполняющих роль амортизаторов, значительно повышают ударную прочность долота и скорость проходки. Конусообразная форма резца PDC повышает эффективность режущей силы и теплоотдачу при более высоком сопротивлении фронтальным нагрузкам на резец, что обеспечивает более эффективную работу его по сравнению с стандартным резцом PDC. Уменьшение усилия на резец для достижения той же скорости проходки ведет к более стабильному и меньшему крутящему моменту, и улучшенному контролю ориентации до пота при наклонно-направленном бурении. Это преимущество позволяет увеличивать интенсивность набора зенитного угла при более высокой механической скорости проходки, тем самым увеличивая интервал продуктивной зоны и минимизирует непродуктивное время, выдерживая боле точную траекторию скважины.

Выводы

Опираясь на данные исследования, можно сделать вывод, что разработанное на кафедре Нефтегазовые техника и технологии долото выгодно отличается от известных, а именно: возможность замены каждого отдельного резца PDC ; конструкция позволяет снизить ударный и абразивный износ резцов долота; при использовании технологии крепления резцов PDC используется эффект “памяти”; каждый резец вращается по своей эволюте; применение комбинированных резцов (PDC и твердого сплава) существенно продлевает срок службы долота; конструкция способствует уменьшению крутильных (ломаются резцы PDC по передней грани) и продольные колебания (ломаются резцы PDC по задней грани); применены противоударные резцы-вставки; установка вращающихся резцов PDC; гидромониторные насадки; эволютное расположение резцов, ассиметричная конструкция и сбалансированная нагрузка уменьшающая вибрацию долота. Разработанное на кафедре антивибрационное двухъярусное долото не может являться абсолютно эффективным для всех геологических разрезов, поэтому конструкторско-экспериментальные работы по созданию универсального долота продолжаются.

Библиография

1. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента. Третьяк А.Я., Попов В.В., Гроссу А.Н., Борисов К.А. ГИАБ. 2017. № 8. С. 225-230.

2. Антивибрационное двухъярусное долото. Третьяк А.Я. Патент на изобретение RU 2740954 C1, 25.01.2021. Заявка № 2020111960 от 23.03.2020.

Применение оптических преобразователей для газоанализаторов при бурении скважин

Косенков А.Д.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, alexandre.kosenkov@gmail.com),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

В процессе бурения скважин могут возникать различного рода аварии. Предметом данного исследования стала проблема непрерывного контроля взрывоопасных газов и паров, а именно использования газоанализаторов. Необходимо разобраться с аналогичными разработками и методиками посредством сравнительного анализа, изучить принцип работы и технологию, определить преимущества.

Ключевые слова

Газоанализатор, бурение, станция геолого-технологического исследования, газовоздушная среда, хроматограф

Теория

Рассмотрим проблемы анализа газовоздушной среды при бурении скважин. Для начала стоит отметить, что станция ГТИ (станция геолого-технологического исследования) должна располагаться от устья скважины на расстоянии не ближе, чем величина высоты вышки + 10 м. Таким образом, промежуток времени от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут (2-3 минуты при наличии в станции ГТИ высокопроизводительного насоса).

Выделим организационно-технические проблемы службы ГТИ:

1. Большое расстояние от устья скважины до станции ГТИ
2. Газовоздушная смесь транспортируется в станцию ГТИ по ГВЛ. Время от отбора пробы до начала анализа составляет несколько минут
3. Оборудование станции ГТИ требует периодической профилактики и технического обслуживания
4. Низкие расценки на производство работ приводят к нехватке средств для поддержания работоспособности станций, а также к огромной текучести кадров
5. Время анализа одной пробы в современных хроматографах станций ГТИ составляет несколько минут

Также несмотря на то, что современные газовые хроматографы станций ГТИ обеспечивают высокую точность измерений, их принцип действия основан на последовательном разделении многокомпонентной газовой смеси на индивидуальные составляющие. Это достигается в результате различной адсорбционной способности компонентов газовой смеси. В результате время анализа одной пробы в современных хроматографах составляет несколько минут.

Решение - применение оптических инфракрасных газоанализаторов. Данный принцип измерения основан на известном факте о том, что многие газы поглощают инфракрасные лучи и каждый из этих газов имеет определенный спектр поглощения. Сенсор состоит из источника ИК-света и датчика, между которыми установлены оптический фильтр и измерительная ячейка. Поступая в измерительную ячейку, газ поглощает некоторое количество инфракрасного света, а датчик при этом фиксирует снижение интенсивности поступающего ИК-света и на базе известной зависимости (калибровочной кривой) генерирует выходной сигнал. Несмотря на то, что зависимость не линейная, она хорошо известна производителям датчиков [1][2] [Рисунок 1].

Оптический детектор обеспечивает нечувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя, и позволяет генерировать сигнал необходимости проведения технического обслуживания.

Большая часть горючих газов, выделяющихся при бурении скважин на нефть и газ являются углеводородами. Углеводороды поглощают излучение в определённом диапазоне длин волн, приблизительно от 3,3 до 3,5 мкм. При этом азот и кислород, составляющие основу окружающего нас воздуха, излучение с данными длинами волн не поглощают. Поэтому именно эта длина волны используется в оптических инфракрасных газоанализаторах углеводородных газов.

Кристалл измерительного детектора принимает только излучение с длиной волны 3,4 мкм, а опорный детектор 4,0 мкм. Углеводородные газы не поглощают излучение с длиной волны 4,0 мкм, поэтому опорный детектор обеспечивает нечувствительность газоанализатора к загрязнению оптики и старению излучателя, позволяет генерировать сигнал необходимости проведения технического обслуживания.

<u>Из основных преимуществ оптических инфракрасных газоанализаторов можно выделить:</u>

1) Нечувствительность к полимеризирующимся и коррозийным веществам и отравителям катализа
2) Возможность обнаружения газов в бескислородной атмосфере и в атмосфере с низким содержанием кислорода
3) Нечувствительность к водороду и дисульфиду углерода
4) Повышенная отказоустойчивость
5) Нечувствительность к скорости потока газа
6) Лучшая долговременная стабильность показаний

Главной задачей данной работы стало нахождение наиболее подходящего и универсального метода постоянного отслеживания концентрации довзрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов и паров. Сравнительный анализ показал преимущество применения оптических инфракрасных газоанализаторов по сравнению с методикой анализа газовоздушной среды при бурении скважин станциями геолого-технологического исследования (ГТИ). Данные выводы были сделаны на основе сравнения основополагающих параметров и критериев: нечувствительность к полимеризирующимся и коррозийным веществам и отравителям катализа, возможность обнаружения газов в бескислородной атмосфере и в атмосфере с низким содержанием кислорода, повышенная отказоустойчивость, быстрый отклик, стабильность при изменении окружающих условий, отсутствие эффектов старения и отравления [3].

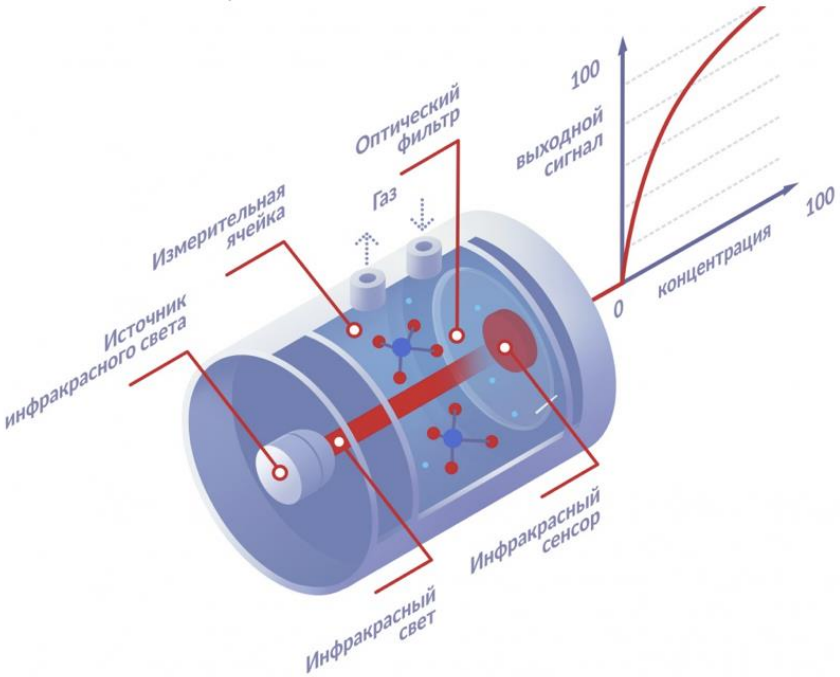


Рисунок 1. *Схема ИК – газоанализатора.*

Выводы

Результаты данного исследования могут быть использованы непосредственно на практике в ближайшее время, начав обеспечивать беспрерывный контроль, так как чем быстрее измеряется концентрация газа, тем быстрее могут быть приняты меры, обеспечивающие безопасность объекта. При грамотном и продуманном подборе материалов корпуса и оптики (например, корпус из нержавеющей стали) можно достичь той стадии модернизации газоанализатора, которая позволит использовать данный детектор в самых суровых условиях эксплуатации.

Библиография

1. Техническое руководство к газоанализатору Drager Polytron 2IR
2. Латышенко К.П., «Технические измерения и приборы» в 2 томах, том 2, Москва: издательство Юрайт, 2019. — 259 с.
3. Техническое руководство к газоанализатору Drager PIR 7000/ Drager PIR 7200

Автоматизированная система для предупреждения пересечений стволов скважин

Костин В.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, kostin.spe@gmail.com),
Соавтор: Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru)

Аннотация

В данной работе представлен метод по раннему обнаружению пересечения стволов скважин, который не допускает возникновение аварийных ситуаций на опасных производственных объектах. Изобретение относится к кустовой разработке месторождений нефти и газа при использовании направленного бурения с применением программного обеспечения. Оно заключается в контроле расстояния при бурении скважины относительно колонн уже пробуренных раннее.

Ключевые слова

Автоматизированная система, бурение скважин, пересечение скважин, ОПО, программное обеспечение.

Теория

На сегодняшний день пересечение стволов скважин приобретает особую актуальность. Об этом свидетельствует большое количество ликвидированных скважин, с которыми возможны столкновения при бурении новых. Это приводит к техногенной аварии, последствия которой отрицательно влияют на экологическую обстановку прилегающей территории. Помимо этого каждая авария негативно сказывается на экономике предприятия [4] [5].

По состоянию на 2017 год в России бездействующий фонд составил 24 тысячи скважин (Рисунок 1), что составляет 14 % от общего эксплуатационного фонда [2]. С каждым годом их число увеличивается, причинами этого являются: сложные аварии и доказанные технические невозможности их устранения, невозможность использования скважин для других целей, отсутствие насыщенных пластов и т.д. Вследствие прекращения работы скважины, в некоторых случаях целесообразно производить бурение новой для дальнейшей добычи [1] [3].

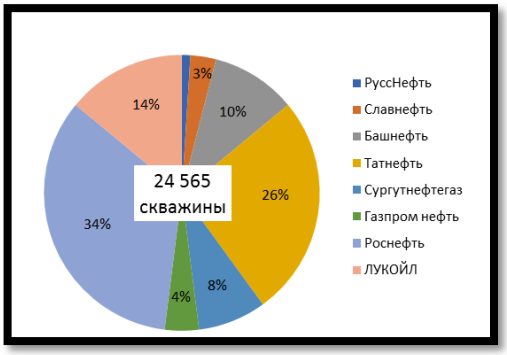


Рисунок 1. *Доля бездействующего фонда скважин по нефтяным компаниям за 2017 год (По данным ФГБУ «ЦДУ ТЭК» [2]*

При выработке новой скважины, необходимо учесть возможность ее пересечения с уже существующими. Для прогнозирования и предотвращения встречи скважин предложена автоматизированная система. Изобретение относится к кустовой разработке месторождений нефти и газа при использовании направленного бурения с применением программного обеспечения. Оно заключается в контроле расстояния при бурении скважины относительно колонн уже пробуренных раннее. В глубинной части системы находится генератор электромагнитных колебаний, выполненный в виде установленного над долотом диполя, обеспечивающего электромагнитную связь между при бурении скважины и пробуренной скважиной, усилитель-преобразователь сигнала и антенна, бесперебойно передающая сигнал на поверхность, в компьютер (Рисунок 2). Полученные данные обрабатываются в специальной программе и представляются в виде графиков, по которым уже можно делать выводы о дальнейшем направлении бурения скважины.

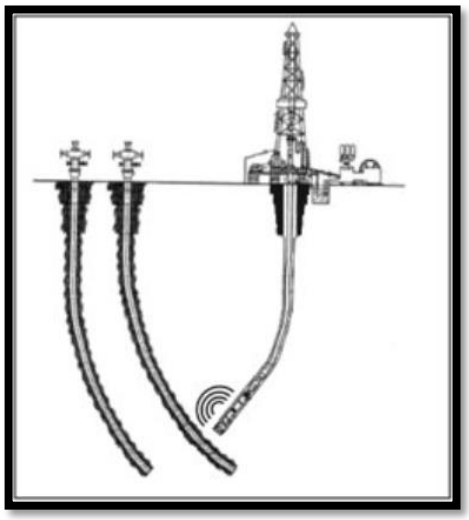


Рисунок 2. *Система предупреждения встречи стволов*

В процессе бурения скважины в зоне потенциального контакта долота при бурении скважины и колонны ранее пробуренной скважины изменяется объем горной породы и, как следствие, изменяется комплексное электрическое сопротивление между участками цепей, образованных колоннами новой и ранее пробуренной скважины. Отслеживая изменение значений указанного электрического сопротивления постоянно в

процессе бурения, появляется возможность получать информацию о расстоянии между долотом при бурении скважины и колонной ранее пробуренной скважины.

Исходя из полученной информации в режиме реального времени производят сравнение значения контролируемого расстояния с априори установленным максимальным значением расстояния и при его достижении производят отключение бурового насоса и/или оперативное оповещение путем звуковой и световой сигнализации.

Пороговые значения принимаемого сигнала - это определенные экспериментальным путем граничные значения сигнала от долота, выход за которые соответствует той или иной ситуации (приближение или удаление встречи стволов). Причем можно выделить несколько различных пороговых напряжений для одной и той же скважины, при которых будет отличаться реакция системы в виде различной комбинации подачи звуковых и световых аварийных сигналов и экстренного отключения буровых насосов. Причем существуют два крайних состояния, в пределах которых изменяется снимаемое напряжение, зависящее от расстояния между долотом бурящейся скважины и обсадной колонной ранее пробуренной скважины.

Выводы

Данная технология является передовой в силу своих качеств, таких, как: точность получения данных, скорость передачи данных (в связи с беспроводным соединением), современное программное обеспечение (для точной интерполяции данных). Она позволяет своевременно предотвратить аварийные ситуации, избежать экономических потерь для предприятия, не допустить возможные природно-техногенные катастрофы.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, доктору технических наук, профессору, заведующему кафедры современных технологий бурения скважин Соловьеву Николаю Владимировичу, преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Денисов О.В., Гирфанов Р.Г., Кузьмина А.В. Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ “Альметьевнефть” // Экспозиция Нефть Газ. 2016

2. Игошева А.А. Обзор динамики и структуры фонда нефтяных скважин в России. // Журнал Инновационная наука – 2018, №11. С. 71-74.

3. Осиновская И.В. Повышение эффективности управления фондом нефтяных скважин // Теория и практика общественного развития. 2015.

4. Приказ от 15 декабря 2020 года N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

5. Рыженко В.Ю. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы //ПНиО. 2014.

Методы отбора керна

Кравченко Е.В.* (МГРИ, ekaterina.kkravchenko@gmail.com),
Машкова А.М., Соловьев Н.В., Щербакова К.О., Овезов Б.А.
(ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ))

Аннотация

Геологи получают образцы керна горных пород, проталкивая или буря цилиндрические трубки вглубь земли. Когда трубки извлекаются, в них содержится образец керна горных пород.

Образцы керна - это небольшие части пласта, взятые из существующей скважины и используемые для геологического анализа. Образец анализируется для определения пористости, проницаемости, содержания флюидов, геологического возраста и вероятной продуктивности нефти из данного участка.

Ключевые слова

Улучшение качества добычи, отбор керна, система изолированного отбора керна, КОС с керноприемными трубами одноразового использования.

Теория

Отбор проб керна, метод, используемый при подземной или подводной разведке и поиске. Образец керна - это примерно цилиндрический кусок подповерхностного материала, извлеченный специальным буром и поднятый на поверхность для изучения.

Такой образец необходим для определения объемных свойств подземных пород, таких как их пористость и проницаемость, или для изучения особенностей данной зоны пластов (например, для сравнения пластов на данном уровне с теми, которые, как известно, несут нефть или газ).

Еще одной целью использования кернов является извлечение образцов нескольких слоев мелкозернистых отложений на морском дне таким образом, чтобы сохранить последовательность осадконакопления. Изучая содержащиеся в них минеральные зерна, микрофоссилии и интерстициальную воду (воду в поровых пространствах), ученые смогли сделать выводы об истории осадконакопления и прошлых океанических событиях. В качестве дополнительного применения отбора образцов керна в полярные ледяные щиты проникают для получения информации о возрасте и скорости накопления льда.

Большинство образцов керна получают путем бурения специальными сверлами в веществе, таком как осадок или горная порода, с помощью полой стальной трубы, называемой керноотборником. Отверстие, проделанное для взятия пробы керна, называется "керноотборником". Существуют различные керноотборники для отбора проб различных сред в различных условиях.

Отечественные компании широко внедряют комплексный подход к процессу отбора керна, который включает в себя спектр технических технологических решений по достижению максимального качества отобранных образцов и контролем за сохранностью его первоначальных свойств.

Проблема: Сложность отбора керна четвертой категории горных пород. Проблема отбора керна в сложнейших условиях. Снижение выхода керна. Занимает много времени (для многих компаний самое главное - экономия времени при строительстве скважины). В следствии низкого качества керна 70% данных исследований керна не отвечают требованиям из-за их ненадежности, непригодности или неприемлемости.

Нарушение технологии отбора керна приводит к низкому качеству керна (вынос, целостность, загрязнение буровым раствором, потеря диаметра, многочисленные техногенные трещины)

Данную проблему можно решить применив следующую технологию:

КОС с керноприемными трубами одноразового использования рекомендуется применять при отборе керна 1-4 класса буримости, особенно из неконсолидированных или кавернозно-трещиноватых пластов. Важно отметить, что в обычной модификации КОС с керноприемными трубами одноразового применения, как и системы типа «Недра» на всем протяжении отбора керна заполнены буровым раствором. (Рис.1)

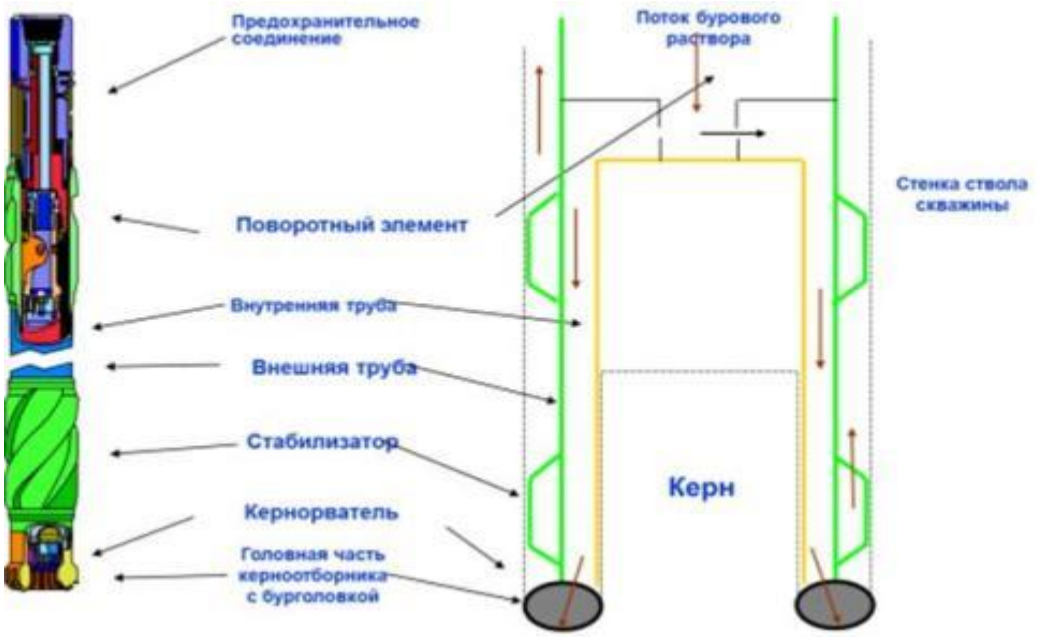


Рисунок 1. КОС с керноприемными трубами одноразового использования

СИСТЕМА ИЗОЛИРОВАННОГО ОТБОРА КЕРНА имеет смазывающий слой из нейтральной жидкости между керном и внутренней трубкой, что предотвращает заклинку и защищает керн от воздействия бурового раствора. КЕРНОРВАТЕЛЬ

рассчитан на отбор керна в породах средней твердости, твердых трещиноватых и переслаивающихся породах. (Рис.2)

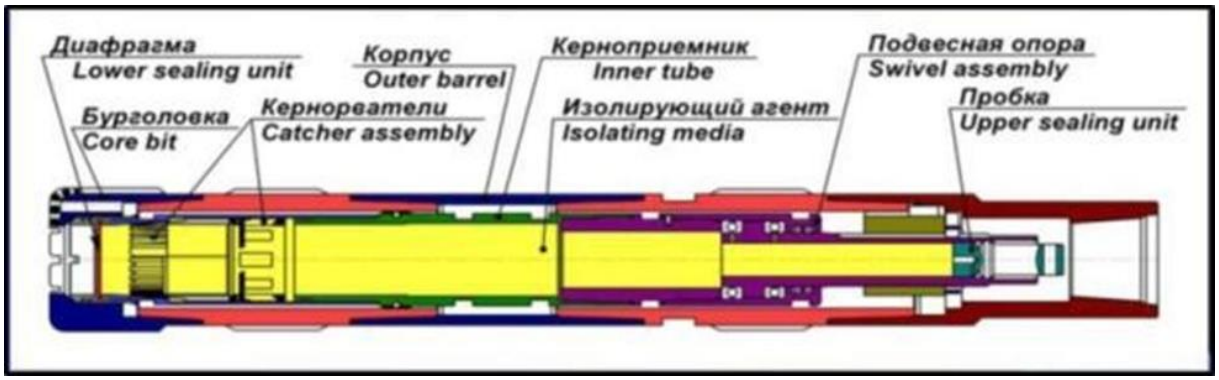


Рисунок 2. СИСТЕМА ИЗОЛИРОВАННОГО ОТБОРА КЕРНА

Выводы

Керн – прямой источник знаний о свойствах горных пород.

Без качественного отбора кернового материала невозможно получить достоверные сведения о свойствах горных пород.

В связи с усложнением объектов исследований, а именно - рыхлые, кавернозно-трещиноватые, сланцевые и др. коллектора, повышается роль используемых технологий отбора керна.

Современные технологии отбора керна – это комплекс различных технологических мероприятий связанных с организацией работ по отбору и подъему керна, организации работ на поверхности, обеспечению безопасной транспортировки керна

Библиография

1. Core Samples. — Текст : электронный // ScienceDirect : [сайт]. — URL: https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/core-samples (дата обращения: 01.02.2022).

2. Core Samples. — Текст : электронный // Изучение зоны контакта стратиграфической границы между терригенными и карбонатными отложениями венда Среднеботуобинского месторождения : [сайт]. — URL: https://cyberleninka.ru/article/n/izuchenie-zony-kontakta-stratigraficheskoy-granitsy-mezhdu-terrigennymi-i-karbonatnymi-otlozheniyami-venda-srednebotuobinskogo (дата обращения: 01.02.2022).

3. DOCPLAYER. — Текст : электронный // «Технологии отбора и комплексные исследования керна баженовской и абалакской свит Западной Сибири» : [сайт]. — URL:

https://docplayer.com/26211123-Tehnologii-otbora-i-kompleksnye-issledovaniya-kerna-bazhenovskoy-i-abalakskoy-svit-zapadnoy-sibiri.html (дата обращения: 01.02.2022).

4. БЕСПЛАТНАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ БИБЛИОТЕКА - Методические указания, пособия. — Текст : электронный // Технологии отбора и комплексные исследования керна баженовской и абалакской свит Западной Сибири : [сайт]. — URL: http://metodichka.x-pdf.ru/15raznoe/272893-1-direktor-cik-ooo-tnnc-vahrusheva-ekspert-petrofizicheskim-issledovaniyam-cik-ooo-tnnc-gilmanov-kg-mn-hanti-mansiysk.php (дата обращения: 01.02.2022).

5. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам.. — Текст : электронный // Яндекс : [сайт]. — URL: https://docviewer.yandex.ru/view/1126622298/?page=1&*=QmsWrY%2F9uxbskhetmJLaAeF1oZV7InVybCI6Imh0dHBzOi8vbnRjLmdhenByb20tbmVmdC5ydS91cGxvYWQvbWVkaWFsaWJyYXJ5L2Y0NS9NY1BoZWUucGRmIiwidGl0bGUiOiJNY1BoZWUucGRmIiwibm9pZnJhbWUiOnRydWUsInVpZCI6IjExMjY2MjIyOTgiLCJ0cyI6MTY0MzczNjE3NTE1NCwieXUiOiI0OTU1NzQ5ODYxNjM5MTU0ODM4Iiwic2VycFBhcmFtcyI6InRtPTE2NDM3MzU5NzYmdGxkPXJ1Jmxhbmc9cnUmbmFtZT1NY1BoZWUucGRmJnRleHQ9JUQwJUJDJUQwJUI1JUQxJTgyJUQwJUJFJUQwJUI0JUQxJThCKyVEMCVCRSVEMSU4MiVEMCVCMSVEMCVCRSVEMSU4MCVEMCVCMCslRDAlQkElRDAlQjUlRDElODAlRDAlQkQlRDAlQjArJUQwJUIyKyVEMCVCRiVEMCVCRSVEMSU4MCVEMCVCRSVEMCVCNCVEMCVCMCVEMSU4NSszKyVEMCVCOCs0KyVEMCVCRiVEMSU4MCVEMCVCRSVEMCVCMSVEMCVCQiVEMCVCNSVEMCVCQyVEMCVCMCZ1cmw9aHR0cHMlM0EvL250Yy5nYXpwcm9tLW5lZnQucnUvdXBsb2FkL21lZGlhbGlcmFyeS9mNDUvTWNQaGVlLnBkZiZscj0yMTMmbWltZT1wZGYmbDEwbj1ydSZ0eXBlPXRvdWNoJnNpZ249ZjU2MDkzODg5ZTA1NTYxNDE4M2YzMWIxNDlkNmI0M2Uma2V5bm89MCJ9&lang=ru (дата обращения: 01.02.2022).

6. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам.. — Текст : электронный // Киберпедия : [сайт]. — URL: https://cyberpedia.su/13xbc86.html (дата обращения: 01.02.2022).

Частотное управление электродвигателями буровой установки колонкового бурения

Крылков М.Ю.* (МГРИ, m.krylkov@mail.ru), Крылков Н.М. (ФГБУ «ВИМС», 777nikkrylkov@mail.ru), Сыровацкий Р.А. (МГРИ, superEnotushka@gmail.com)

Аннотация

В данной статье предлагается использовать в станках ряда СКБ многодвигательный привод на базе асинхронных электродвигателей (ЭД) с короткозамкнутым ротором. Излагается общая идея модернизации и автоматизации в этом направлении станков СКБ.

Ключевые слова

Частотный способ, транзисторы IGBT, силовые ключи, многодвигательный привод, ПЛК, SCADA, векторное управление.

Теория

На буровой установке требуется применение электроприводов для лебёдки, вращателя, бурового насоса и насоса для гидроприводов, например в станке СКБ-7 используется один главный приводной электродвигатель (рис.1) для станка и отдельный электродвигатель для бурового насоса.

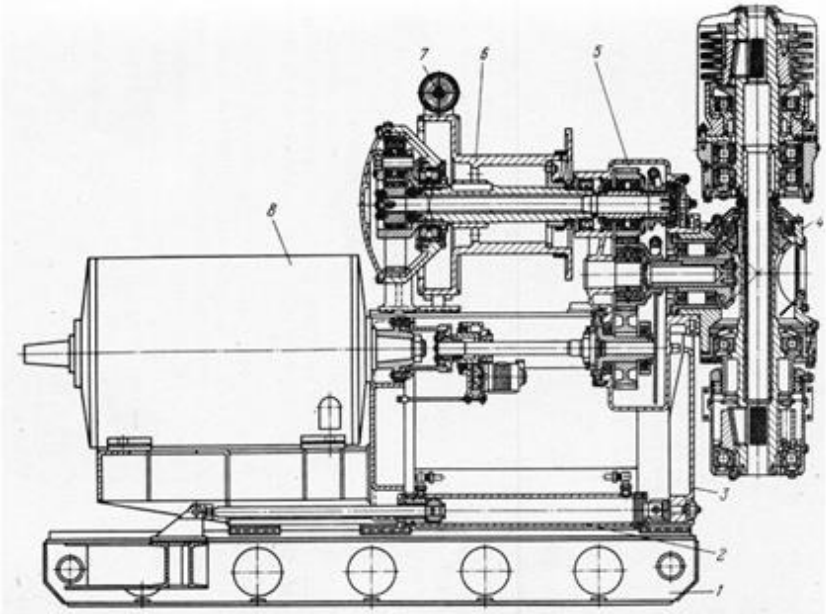


Рисунок 1. *Кинематическая схема станка СКБ-7: 1 – рама; 2 – цилиндр перемещения станка; 3 – станина; 4 – вращатель; 5 – раздаточная коробка; 6 – лебёдка; 7 – тормоз; 8 – главный приводной электродвигатель.*

В качестве привода лебёдки и вращателя используется один двигатель постоянного тока с тиристорным преобразователем (рис.1). Для таких станков в

Казахстане была создана автоматизированная система управления на базе нашей отечественной программной системы (ПС) MasterSCADA (фирма ИНСАТ) [2].

Нами предлагается, заменить двигатель постоянного тока на асинхронный двигатель (АД) переменного тока с короткозамкнутым ротором.

Далее, предлагается вместо одного двигателя постоянного тока использовать более экономичный многодвигательный, позволяющий делать всё, то же самое, что и при существующей технологии колонкового бурения. При этом использование механизма индивидуального электропривода для каждого рабочего органа, упростит буровые станки типа СКБ за счёт уменьшения количества кинематических связей, позволит удобнее разместить рабочие органы, а также сохранит плавное регулирование скоростей вращения. Для этого прилагаемые к ЭД частотные преобразователи должны иметь векторное управление [1]. Тогда привод станет более точным, более приёмистым, мало того при этом предусматривается ещё и возможность рекуперационного режима работы электродвигателя, например, при спуске колонны бурильных труб в скважину.

Рекупера́ция – возвращение части материалов или энергии для повторного использования в том же технологическом процессе.

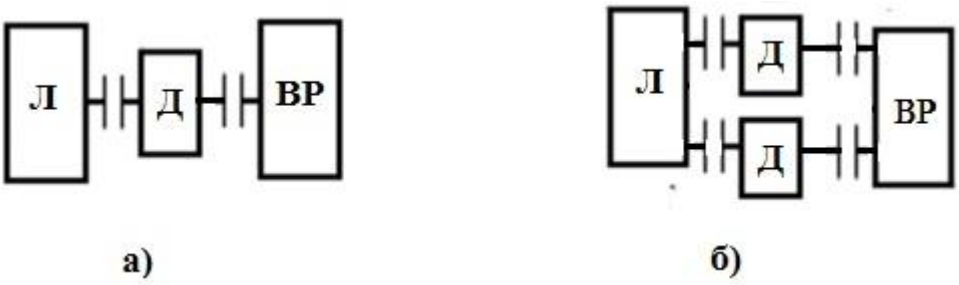


Рисунок 2. *Безредукторное управление: а) – однодвигательный привод; б) – многодвигательный привод; Д – электродвигатель; ВР – вращатель; Л – лебёдка.*

Случай использования электродвигателей с преобразователями частоты для рекуперации электроэнергии и векторным управлением, например, можно осуществить с помощью управляемого преобразователя частоты с активным выпрямителем напряжений ALTIVAR PROCESS ATV 990 (+ ATV 992). В этом конкретном случае (для использования энергии рекуперации электродвигателями, работающими в выпрямительном режиме) преобразователи частоты всех электродвигателей объединяют по звену постоянного тока (рис.2 б, 3).

Каждый из преобразователей частоты связан по каналу ***Ethernet*** с программируемым логическим контроллером (ПЛК).

Ethernet – семейство технологий пакетной передачи данных между устройствами для компьютерных и промышленных сетей.

Преобразователи частоты позволяют использовать их в разного рода SCADA системах, в качестве протокола передачи данных предусмотрены стандартные протоколы Modbas, CanOpen. То есть, можно развить удачный опыт казахстанских буровиков в автоматизации колонкового бурения на базе нашей отечественной ПС

MASTER SCADA , соответствующий видеоролик имеется в интернете [2], а в МГРИ с этим студенты знакомятся в курсах типа «Автоматизация технологических процессов».

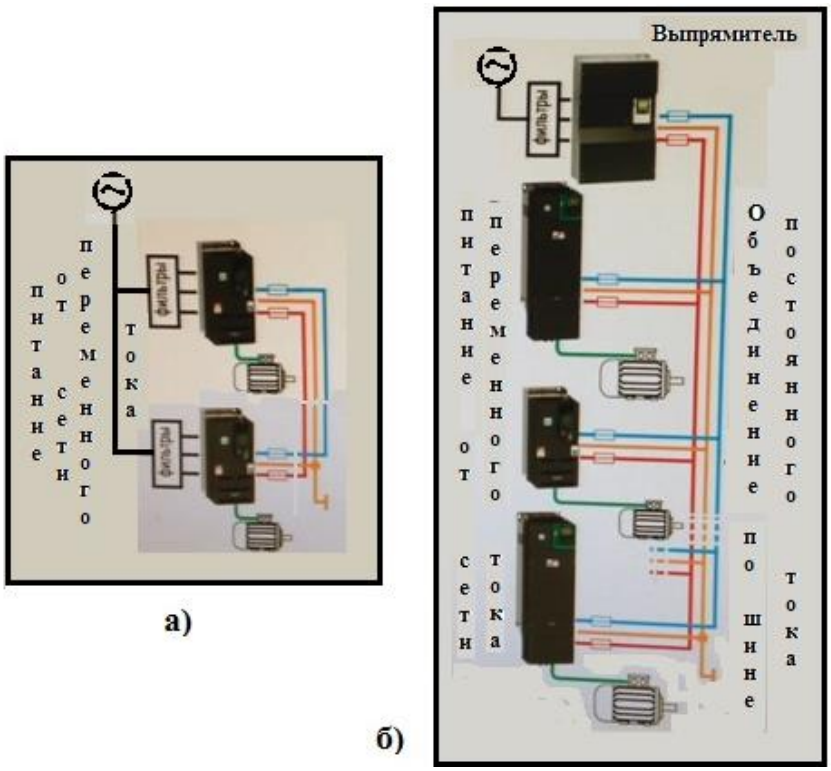


Рисунок 3. *Схемы ПЧ и ЭД для режима рекуперации электрической энергии: а) только один ЭД, мощность которого больше или равна сумме мощностей всех остальных электродвигателей, питаются от сети переменного тока; б) преобразователи частоты объединены по звену постоянного тока и подключены к постоянному выпрямителю, который питается от сети переменного тока.*

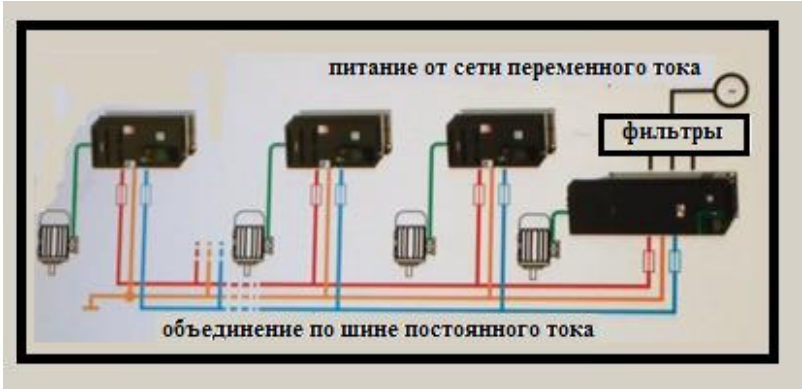


Рисунок 4. *Индивидуальное применение АД с ПЧ для двигателей буровых манипуляторов.*

Современные буровые установки для спускоподъемных операций (СПО) оснащаются роботами манипуляторами (РМ). Для управления приводами этих манипуляторов, как вариант, также можно использовать многодвигательный привод на базе асинхронных двигателей (АД) переменного тока с короткозамкнутым ротором. При

этом их программирование возможно при использовании уже индивидуальных ПЧ к каждому АД (рис.4).

В современных буровых установках используется контурное управление РМ, т.е. управление исполнительным устройством, при котором движение его рабочего органа происходит по заданной траектории с установленным распределением во времени значений скорости и с переходами на *позиционное управление.* Позиционное управление роботом – это управление исполнительным устройством робота, при котором движение его рабочего органа происходит по заданным точкам позиционирования без контроля траектории движения между ними. Например, перед свинчиванием бурильной трубы она позиционируется соосно с колонной бурильных труб.

Движение рабочих органов РМ, а точнее вращательное движения валов исполнительных АД предварительно осуществляется с помощью обучения САУ РМ. Коммуникационные интерфейсы Modbus RTU, Ethernet IP/Modbus TCP Altivar Process ATV900 позволяют осуществить эти процедуры.

Добавляя дополнительные коммутационные модули ProfiNet, CANopen, Profibus DP, DeviceNet, EtherCAT можно перейти на более быстрое сетевое управление следящими приводами.

И наконец, для автоматизированного управления собственно процессом бурения с ростом глубины (длины) скважины, приходится переходить от детерминированного управления на одном обороте вращения бурового снаряда (небольшая глубина скважины) к статистическому заданию режима бурения, используя алгоритмы нейронных сетей [3]. При достижении некоторой глубины (например, более 500 м) работа колонны бурильных труб характеризуется автоколебательным режимом, и использование детерминированных передаточных функций в структурных схемах становится проблематичным. При этом необходимо контролировать (идентифицировать) забойные ситуации, предвидеть предаварийную работу на предельных глубинах бурения скважин малого диаметра. Изменять режим бурения, чтобы не допускать возникновения от всякого рода параметрических резонансов.

Для СПО, естественно, всё реализуется стандартно на детерминированных структурных схемах управления АД.

Выводы

1. Предлагается использовать более экономичный электропривод переменного тока. При этом следует выбирать высокодинамичные электроприводы привода на базе асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутым ротором и цифровым векторным управлением [1].

2. Многодвигательный электропривод, работающий на одну нагрузку, позволяет использовать двигатели меньшей мощности и меньших габаритов и упростить кинематику станка.

Библиография

1. Анучин А.С. Системы управления электроприводов: учебник для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

2. https://www.youtube.com/watch?v=uQeLIOzOz8M (Ролик по автоматизации работы станка колонкового бурения).

3. Егупов Н.Д., Пупков К.А.Статистическая динамика и идентификация систем автоматического управления. М. МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2004.

Высококатионно-ингибированный буровой раствор

Крымов А.В.* (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Третьяк А.Я. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru), Рыбальченко Ю.М. (Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им М.И. Платова, 13050465@mail.ru)

Аннотация

В статье предлагается рассмотреть проблемы устойчивости ствола нефтегазовых скважин с тяжёлой геологической нагрузкой.

С целью понимания причин нестабильности ствола скважин в интервалах разупрочняющихся глинистых пород предложен комплекс методов оценки устойчивости ствола скважины.

Разработан состав высококатионно-ингибированного раствора с целью установления механизма ингибирования, наиболее эффективного применительно к рассматриваемым неустойчивым горным породам.

Ключевые слова

Устойчивость ствола скважины, сложные геологические условия, высококатионно-ингибированный буровой раствор.

Теория

Одним из осложнений, наиболее часто возникающих при строительстве сложнейших нефтегазовых скважин с тяжёлой геологической нагрузкой является потеря устойчивости ствола в интервалах разупрочняющихся глинистых пород.

В настоящее время, ввиду истощения большинства залежей нефти и газа, начинают активно разбуриваться новые месторождения скважинами сложного профиля, наклонно-направленными скважинами с большой протяжённостью горизонтальных участков. Появилась необходимость строительства глубоких скважин сложной архитектуры со сложными горно-геологическими и термобарическими условиями.

Разрушение стенок скважины в процессе бурения терригенных горных пород происходит практически во всех регионах России. Интенсивные осыпи и обвалы стенок, представленных пластинчатыми глинами и плитчатыми (трещиноватыми) аргиллитами наблюдаются повсеместно, особенно при бурении под кондуктор и техническую колонну [1].

Осложнения, как правило, характеризуются затяжками, посадками бурильного инструмента и дифференциальными прихватами [2].

Проработки и восстановление ствола скважины нередко занимают несколько суток и значительно снижают коммерческую скорость.

Проводка скважин в условиях соленосных горных пород также сопровождается негативными явлениями вследствие отрицательного влияния солей на свойства бурового раствора. Поэтому проблема повышения устойчивости стенок глубоких скважин в глинистых отложениях горных пород является весьма актуальной.

Строительство нефтяных и газовых скважин в значительной мере зависит от степени физико-химического взаимодействия горных пород и бурильного инструмента с буровыми промывочными жидкостями.

Наиболее остро последствия таких взаимодействий проявляются при бурении в диспергирующихся глинистых породах.

Проблема устойчивости ствола нефтяных и газовых скважин в настоящее время является одной из самых актуальных. Появилось крылатое выражение – «легких скважин не бывает». Действительно, новые месторождения углеводородов открывают в труднодоступных местах, со сложными геологическими условиями, где в разрез представлен слабоцементированными глинистыми породами, склонными к обрушению, растворению, пучению. Все это заставляет буровые компании разрабатывать и применять новые буровые растворы, которые позволяют сооружать скважины в этих условиях [3].

Более того, значительный рост объемов бурения наклонно-направленных и скважин с горизонтальным окончанием обозначил более жесткие требования к разработке и применению буровых растворов.

Проблема предупреждения осыпей, обвалов и гидроразрывов пластов не решена до настоящего времени. Известные рекомендации часто противоречивы и недостаточно обоснованы. Одни авторы основное внимание уделяют напряженному состоянию пород и рекомендуют предупреждать разрушение пород и рекомендуют предупреждать разрушение неустойчивых пород выбором плотности бурового раствора. Другие более важным считают регламентировать его состав и свойства. Третьи рекомендуют выбирать, в первую очередь, тип, состав и плотность раствора. Четвертые считают, что главный фактор – время воздействия бурового раствора на горную породу.

С учетом вышеизложенного кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ЮРГПУ(НПИ) имени М.И.Платова разработан, на уровне изобретения, и получен патент «Высокоингибированный буровой раствор» для сооружения нефтяных и газовых скважин в сложных геологических условиях. Раствор имеет состав: мраморная крошка – 5–10, полианионная целлюлоза – 5–10, сульфонол – 2–5, хлористый калий – 2–5, метилсиликонат калия – 1–4, ацетат калия – 1,5–4, бишофит – 2–5, феррохромлигносульфонат – 1–5, ГКЖ-11 – 2–5, жидкая фаза – отходы растительного масла и воды в соотношении – 55/45–80/20, барит – 0,5–5, пеногаситель – 0,5–1, алюминат калия – 1–5, нанодисперсная медь – 0,5–4, формиат калия – -5, хлорид кальция-5, двухлористый магний – 1–5.

Корки буровых растворов полученные на приборе ВМ-6, после их высушивания были изучены на микроскопе QUANTA 200 (рис. 1).

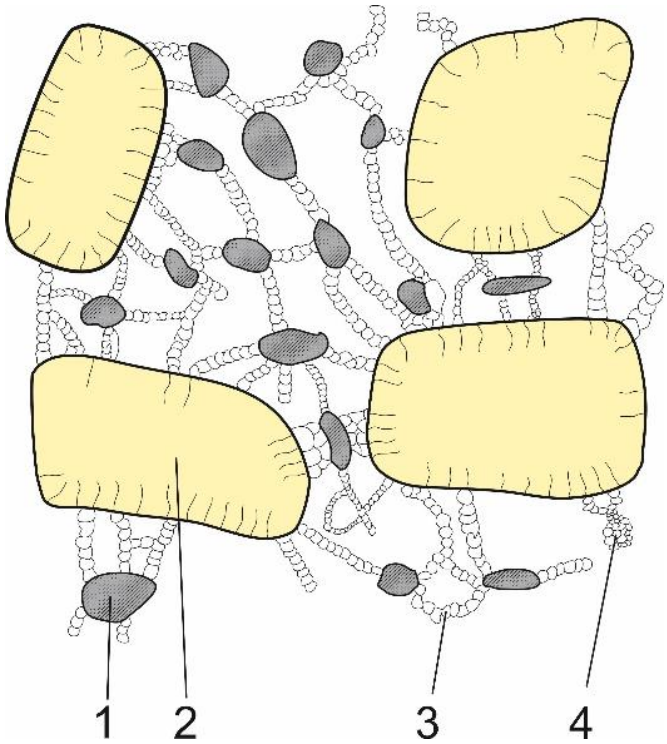


Рисунок 1. *Структура высушенного образца корки бурового раствора, увеличенная в 10^9 раз. 1 – частицы глины; 2 – частицы песка; 3 – агрегаты коллоидных частиц; 4 – агрегаты коллоидных частиц высокой степени агрегации*

Раствор имеет следующие параметры: фильтрация раствора 0,5–1 $см^3$/30 минут, липкость корки – 0,1, коэффициент трения менее 0,1, толщина корки меньше 0,5 мм, плотность раствора от 1,1 г/$см^3$, условная вязкость по СП-5 – 35–40 с, содержание песка меньше 1 %, содержание ионов K^+ – > 18000 мг/л, содержание ионов Ca^{++} – > 16000 мг/л, пластическая вязкость – 20–40 мПа, СНС 1/10 минут – 15/20 – 20/30 дПа, pH – 11–12.

Выводы

1. Разработан, на уровне изобретения, высококатионно-ингибированный буровой раствор для бурения скважин в сложных геологических условиях.

2. Высокая степень ингибирования раствора достигается за счет концентрации в растворе большего количества катионов и восьми синергетически активных ингибирующих химреагентов, что позволит сооружать скважины на нефть и газ в сложных условиях

Библиография

1. Кошелев З.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и заглинизированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.

2. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz RU. – 2018. – № 1. – С. 80–85.

3. Третьяк А.А., Рыбальченко Ю.М., Лубянова С.И., Турунтаев Ю.Ю., Борисов К.А. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 28–31.

Применение методов станции ГТИ и возможности их использования во время бурения эксплуатационных скважин Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения

Кузьмина А.Р.* (МГРИ, akr6582@yandex.ru),
Белов А.П. (МГРИ, econg3@yandex.ru).

Аннотация

В настоящее время бурение любой скважины на нефть и газ не обходится без геолого-технологических исследований (ГТИ). Методы используемые на станции ГТИ представляет собой техническую систему с измерительными функциями, обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины.

Ключевые слова

ГТИ, скважина, контроль, бурение, баланс времени.

Теория

Куюмбинское нефтегазовое месторождение входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. В геологическом строении Куюмбинского месторождения выделяют два структурных этажа. Нижний структурный этаж образован глубокометаморфизованными архей-протерозойскими породами фундамента. Верхний этаж сложен карбонатно-терригенными отложениями осадочного чехла Сибирской платформы. Продуктивные пласты выявлены в рифейских отложениях.

Цель геолого-технологических исследований бурящихся скважин - изучение геологического разреза, вскрываемого скважиной, и достижение высоких технико-экономических показателей бурения.

По целевому назначению основные задачи ГТИ разделяются на следующие классы: геологические, технологические, диагностические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные). [1]

К геологическим задачам относится: оперативное геологическое расчленение разреза, выделение и определение характера насыщения пластов-коллекторов, выявление гидродинамических реперов.

Диагностические задачи: ранее обнаружение газонефтепроявлений и поглощений при бурении, определение степени дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе в связи с возможностью продолжения бурения при проявлении, диагностика предаварийных ситуация в реальном масштабе времени.

Планово-экономические задачи: определение технико-экономических показателей бурения, определение баланса времени работы вахты и буровой бригады (Рисунок 1), подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, бурение, сутки и по скважине в целом (Рисунок 2).

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования по параметрам, измеряемым на поверхности. ГТИ осуществляет работу специализированными партиями и отрядами в режиме круглосуточной работы на скважине. Техническое обеспечение геолого-технологических исследований состоит из оборудования, размещенного непосредственно на буровой установке, и регистрирующей аппаратуры, находящейся в станции ГТИ.

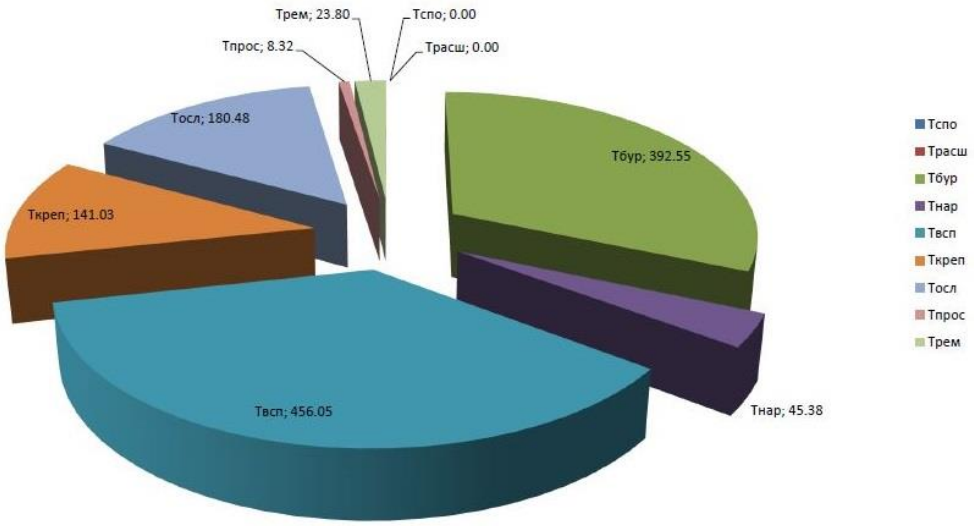


Рисунок 1. *Баланс времени строительства скважины. Тспо - время спуско-подъемных операций; Трасш – время расширения ствола скважины; Тбур – время бурения; Тнар – время наращивания (свечой или трубой); Твсп – время вспомогательных работ; Ткреп – время на крепление (обсадку ствола); Тосл – время на различные осложнения; Тпрос – время простоев; Трем – время ремонтных работ.*

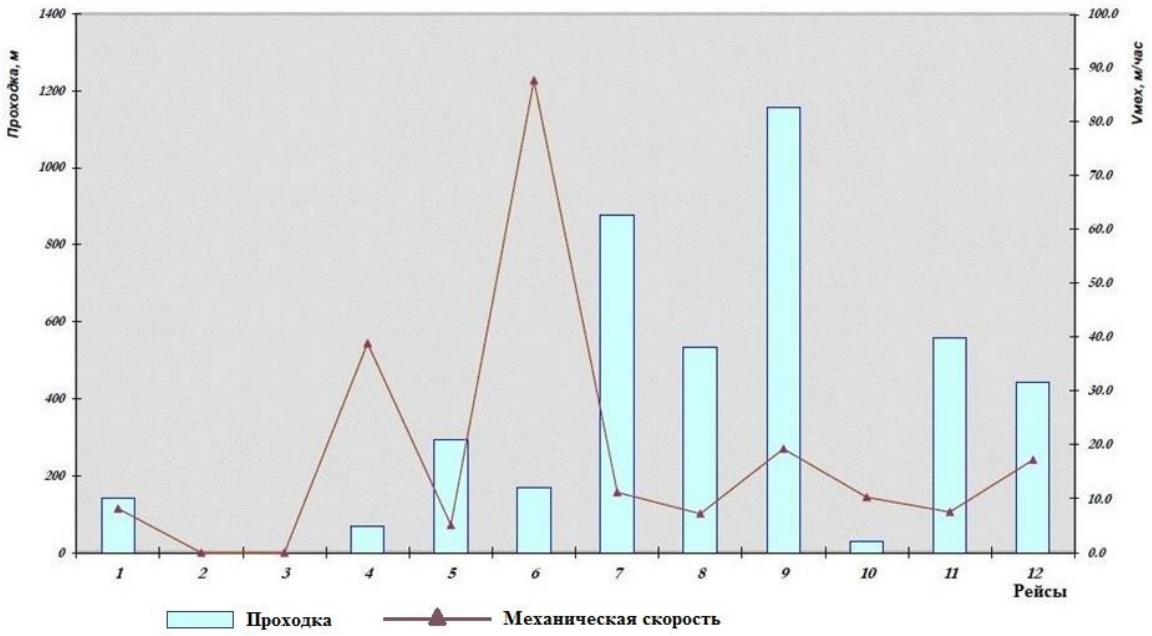


Рисунок 2. График изменения механической скорости проходки бурения, по итогу за весь период строительства скважины по рейсам.

Научно-исследовательские (экспериментальные) задачи состоят в следующем: проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения математических моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород, документирование испытаний новых технико-экономических средств и технологий.

Существуют четыре основных способа получения геолого-технологической информации:

1. Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, монтируемых непосредственно на территории буровой. В основном это технологические параметры бурения.

2. Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся в станции ГТИ; это параметры газового каротажа.

3. Параметры измеряются вручную с помощью специальных приборов, находящихся в станции ГТИ, это геологические параметры.

4. Параметры вычисляются с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ, расположенного в станции (вагоне-доме). Вычисляемые параметры могут быть технологическими. [3]

Информационная система автоматизированного сбора геолого-технологической информации «DTCIS» обеспечивает сбор информации от датчиков технологических параметров и газоаналитической аппаратуры, обработку, сохранение, визуализацию данных в станции ГТИ.

Цель использования программного обеспечения «DTCIS» – автоматизация процесса получения и хранения геолого-технологической информации.

Основное назначение – сбор, предварительная обработка, сохранение, визуализация данных в станции ГТИ.

Основными возможностями являются: сбор информации от датчиков технологических параметров и газоаналитической аппаратуры, расчёт физических значений параметров по заданным алгоритмам, регистрация параметров в базе данных буровой площадки, технологический и газокаротажный контроль процесса бурения и строительства скважины, ведение реально-временного сегмента данных, вывод информации на выносное табло бурильщика, ведение журнала действий оператора, ввод информации по скважине, используемому оборудованию, инструментам, буровому раствору, ввод дополнительных параметров для работы методик обработки данных, установка параметров ведения базы данных станции ГТИ (выбор интервалов сохранения данных по времени и глубине), выбор единиц измерения для всех используемых параметров, панель быстрого доступа, предназначенная для корректировки основных технологических функций, обработка данных из "Базы кодов" с использованием стандартных методик, сохранение информации в базе данных станции ГТИ, поддержка режима аварийного сохранения данных на случай сбоя компьютера или питания, контроль параметров СПО и спуска обсадной колонны, привязка параметров по времени и глубине отставания, постоянный контроль притока/потерь раствора.

Выводы

Главная задача геолого-технологических исследований - это получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийного и рационального бурения скважин.

Библиография

1. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. В, Геолого-технологические исследования в процессе бурения. — М.: Нефть и газ, 1997, 688 стр.

2. Техническая документация по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153–39.0–069–01

3. Шматченко С. Н. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 7. Геолого-технологические исследования в скважинах — Уфа: Информреклама, 2010. — 248 стр.

Перспективы утилизации бурового шлама в нефтегазовом деле

Лапыкина А.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, lapykinaakina@gmail.com),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru)

Аннотация

В связи с концепцией устойчивого развития снижение уровня опасности для окружающей среды при утилизации буровых отходов и их последующее вовлечение в оборот ресурсов – одна из самых актуальных проблем нефтегазодобывающей промышленности. Решение - комплексный метод реагентного капсулирования, позволяющий использовать переработанные буровые отходы на месте их добычи.

Ключевые слова

Экология, утилизация, переработка, буровые скважины, нефтешлам.

Теория

По приблизительным отметкам специалистов, которые были представлены во время Всероссийской конференции «Эффективные решения актуальных проблем переработки нефтешламов – экологическая безопасность России» в настоящее время на территории Российской Федерации накоплено свыше 3 млн. т. нефтяных шламов, имеющих разное происхождение [2].К таким цифрам привело наличие нескольких факторов: медленное внедрение комплексных методов очистки и переработки буровых отходов, недостаточно строгий контроль за деятельностью компаний, производящих и перерабатывающих отходы.

Подобные размеры выбросов токсично влияют на окружающую среду:

- вероятность увеличения или испарения нефтяного загрязнения в зависимости от условий окружающей среды;
- фракции отходов образуют стойкие к разрушению эмульсии;
- амбары для хранения буровых отходов – постоянные источники загрязнения различных компонентов природной среды: грунт, вода, воздух;
- нарушение структуры, химического состава почвы [2].

В настоящее время компании используют один из самых распространенных способов утилизации нефтешлама – захоронение буровых отходов в специальных могильниках. Широкое распространение подобная система получила в первую очередь из-за низкой стоимости проводимых мероприятий. Из-за недостаточной гидроизоляции котлована и разрушающего воздействия его содержимого на изоляционный материал на постоянной основе случаются утечки отходов бурения в окружающее пространство. Так же этот способ нецелесообразен из-за использования большегрузной техники, работа

которой ведет к загазованности атмосферы, из-за вырубки лесных массивов для создания хранилищ.

Кроме того, в промышленности используется метод пиролиза, который в настоящее время стал менее актуальным в связи с ужесточением мер природоохранного законодательства, так как в процессе сжигания образуются вредные выбросы, попадающие в атмосферу, далее переносимые на большие расстояния и выпадающие с осадками. Проведение метода микробиологического обезвреживания, которого зачастую не предоставляется возможным из-за неподходящих природно-климатических условий, высокая стоимость реагентов делает его экономически невыгодным [1].

Сущность рассматриваемого метода реагентного капсулирования состоит в химико механическом преобразовании нефтесодержащих отходов в мелкодисперсные, твердые капсулированные образования (рис. 1) [3]. В качестве гидрофобизатора выступает оксид кальция (CaO). После реакции с водой он дает гидроокись кальция, которая служит основой для дальнейшего процесса изоляции диспергированных частиц загрязнителя (шлама). Гидроокись кальция в свою очередь является безвредным компонентом, слаборастворимым в воде. Метод подходит для обработки как сухого отхода, так и влажного (требуется модификатор) [4].

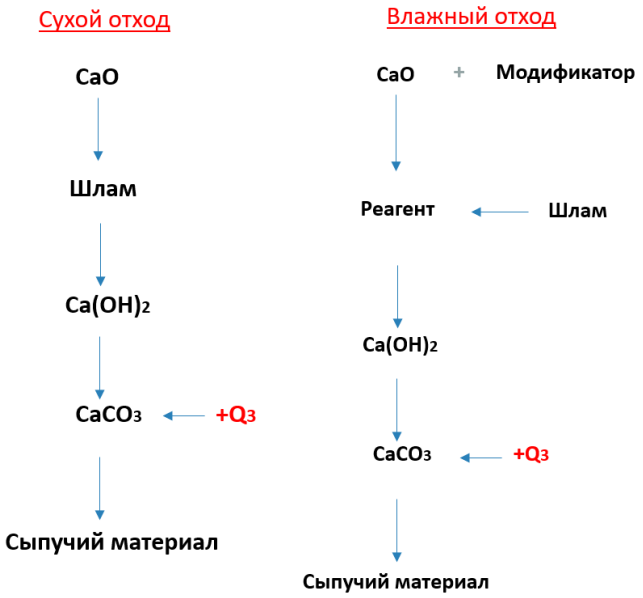


Рисунок 1. *Разница процессов капсулирования для сухого и влажного отходов*

Материал, получаемый данным способом, имеет несколько вариантов применения:

1. цементирование обсадных колонн, при изоляции зон поглощения при бурении осложненных интервалов;

2. установка временных цементных мостов с их последующим разбуриванием;

3. приготовление материала для укладки дорог из шлама.

Выводы

Таким образом, мы получаем углеводород, который содержится в герметичной капсуле. Преимущества полученного материала: отсутствие необходимости определения химического состава и свойств продукта на входе и выходе и проведения повторных циклов, отсутствие побочных продуктов – золы, ликвидация микроорганизмов, запаха; возможность переработки отходов непосредственно у места их хранения; применимость ко многим видам отходов (в частности, к осадкам сточных вод); получение товарной продукции на выходе. Прочность оболочки с течением времени повышается благодаря карбонизации поверхности. Получаемый материал способен выдержать давление до 5,0 МПа, многократное замораживание, воздействие слабокислой среды.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, доктору технических наук, профессору, заведующему кафедры современных технологий бурения скважин Соловьеву Николаю Владимировичу, преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Афанасьев С.В., Кравцова М.В., Паис М.А., Носарев Н.С. Анализ методов переработки нефтешламов. Проблемы и решения // Инновации и «Зелёные» технологии (Тольятти, 19 апреля 2019 г.): сборн. матер. и докл. 2-ой Всероссийской научно-практ. конф./ СНЦ РАН. Самара.: 2019. С.17 – 22.

2. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Фундаментальные аспекты освоения ресурсов нефти и газа и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. — 2016. — № 2 (22). — С. 4—13.

3. Патент РФ №2305116 C1 «Способ обезвреживания отходов, содержащих менее 50% жидких и/или пастообразных углеводородов». Иванов С.И., Акопова Г.С., Трынов А.М. и др.

4. Штриплинг Л.О., Холкин Е.Г., Ларионов К.С. Совершенствование технологии обеззараживания грунтов, загрязненных нефтепродуктами, методом капсулирования реагентов // Procedia Engineering. — 2016. — Вып. 152. — С. 13—17.

Исследование расчетных нагрузок буровых установок колонкового бурения и их связь с технологическими параметрами

Ломаев С.С.* (МГРИ, serrega300491@mail.ru), Головин С.В. (МГРИ, golovinsv@mgri.ru), Меркулов М.В. (МГРИ, merkulovmv@mgri.ru)

Аннотация

Анализ детерминированных и вероятностных методов определения расчетных электрических нагрузок буровых установок колонкового бурения выявил их зависимость от ряда параметров, которые, в свою очередь, зависят от горно-технологических условий ведения работ, в частности – от глубины бурения скважин, что определяет необходимость увязки расчетных коэффициентов с технологическими особенностями бурения геологоразведочных скважин буровыми станками СКБ-4 и ЗИФ-650.

Для описания такого рода зависимости оценена теснота связи этих параметров, экспериментальным путем установлено, что предпочтительным является использование удельной мощности, так как это сразу позволит получить расчетную нагрузку.

Ключевые слова

Бурение геологоразведочных скважин, буровая установка колонкового бурения, геологоразведочные работы, глубина бурения, расчетная электрическая нагрузка.

Теория

Анализ основных методов определения расчетной электрической нагрузки буровых установок колонкового бурения при производстве геологоразведочных работ и результатов замеров мощности и графиков нагрузки в производственных условиях [6] показали, что наибольшее влияние оказывает глубина бурения скважин. В этой связи, расчетные коэффициенты, применяемые при определении расчетных электрических нагрузок, должны быть увязаны с технико-технологическими особенностями бурения. Это позволит исключить значительные погрешности, связанные с усреднением расчетных коэффициентов.

Определение расчетных нагрузок систем электроснабжения геологоразведочных работ с использованием коэффициентов использования ($K_И$) и максимума ($K_М$) связано с использованием групповых расчетных коэффициентов. Групповые значения $K_И$ и $K_М$ устанавливались на основе статистических данных, полученных при обследовании систем электроснабжения и многолетнего опыта эксплуатации действующих горнодобывающих предприятий [6, 7, 9].

Ряд исследователей отмечают, что рекомендуемые справочные значения коэффициентов дают завышенные значения расчетных нагрузок [1, 2, 7, 10]. Это приводит к недоиспользованию мощности в системах электроснабжения и снижению эффективности их работы. Причиной такого завышения является то, что в справочных данных приводятся не средние значения коэффициентов, а их верхние предельные значения.

В указаниях по расчету электрических нагрузок [8] расчетную нагрузку ($P_Р$) рекомендуется определять по следующей зависимости

$$P_Р = K_Р \sum_{i=1}^{n} (K_И P_Н)_i \quad (1)$$

где $K_Р$ – коэффициент расчетной нагрузки;

$K_И$ – коэффициент использования потребителей;

$P_Н$ – номинальная мощность потребителей, подключенных к узлу питания напряжением до 1 кВ, кВт.

В том случае, когда расчетная нагрузка окажется меньше, чем номинальная мощность наиболее мощного электроприёмника, за расчетную мощность следует принимать номинальную мощность наиболее мощного электроприёмника. Таким образом, согласно рекомендациям [8], расчетная мощность буровой установки не может быть меньше установленной мощности электродвигателя бурового станка. Это не всегда оправдано, поскольку загрузка буровой установки определяется технологическими факторами, а электродвигатель бурового станка работает с номинальной мощностью только на максимальных, для данного типа станков, глубинах скважины [3].

При определении расчетных нагрузок могут быть использованы данные, полученные в результате обследования систем электроснабжения геологоразведочных работ, проводившегося на кафедре энергетики МГРИ [5]. В ходе обследования проводились замеры активных и реактивных нагрузок буровых станков СКБ-4, ЗИФ-650А и ЗИФ-650М при бурении геологоразведочных скважин в экспедициях Северо-Восточного и Якутского ПГО. Замеры мощности проводились измерительным комплектом К-505, подключаемым ко входу в щит управления буровой установки. Отсчет мощности производился по каждой из 3 фаз, с интервалом 30 минут, с фиксацией глубины бурения и ряда других технологических параметров. Это позволило получить групповую электрическую нагрузку буровой установки.

Для того, чтобы выявить параметр, характеризующий расчетную нагрузку в зависимости от глубины скважины, рассмотрим удельный расход электроэнергии $W_{УД}$, коэффициент использования $K_И$, коэффициент максимума $K_С$, коэффициент загрузки $K_З$ и удельную максимальную мощность $P_{УД}$.

Первичный анализ полученных данных показал, что с увеличением глубины скважины:

- установленная номинальная мощность электрооборудования буровых установок ЗИФ-650 изменяется в широких пределах, что связано, главным образом, с различной мощностью электронагревательных приборов, которая может изменяться в широких пределах;
- удельный расход электроэнергии $W_{УД}$ на бурение 1 метра скважины значительно увеличивается с глубиной, зависимость носит нелинейный характер и имеет значительные колебания;
- коэффициент максимума ($K_М$) имеет тенденцию к снижению и характер близкий к линейному;
- коэффициент использования ($K_И$) также изменяется линейно и увеличивается;
- значения коэффициентов спроса ($K_С$) и заполнения графика ($K_З$) изменяются линейно с достаточно большими вариациями, то есть слабо предсказуемы;

- удельная максимальная мощность ($P_{УД}$) имеет более устойчивую зависимость от глубины скважины (рисунок 1).

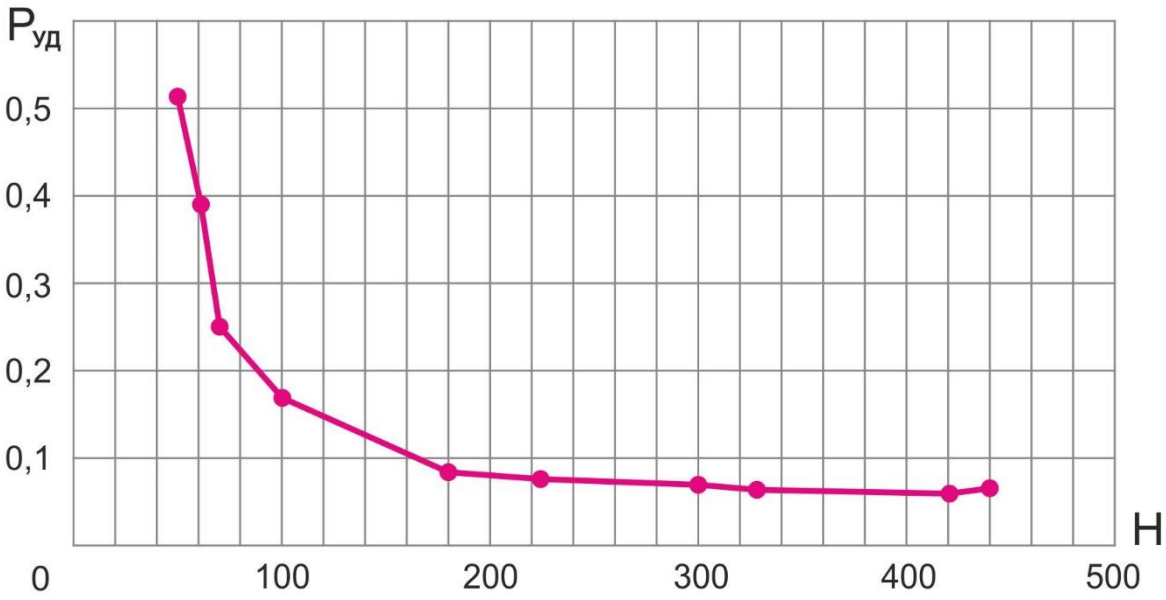


Рисунок 1. *Зависимость удельной мощности ($P_{УД}$) от глубины скважины (H).*

График имеет вид гиперболы и может быть описан уравнением

$$P_{УД} = a\,H^k \qquad (2)$$

где a – коэффициент;
k – показатель степени, $k<0$.

Параметр $P_{УД}$ имеет очевидную нелинейную зависимость, привести её к линейной возможно логарифмированием обеих частей уравнения (2)

$$\ln P_{УД} = \ln a + k \ln H \qquad (3)$$

Введя новые обозначения: $\ln P_{УД} = y$, $\ln a = A$ и $\ln H = x$, получим линейную зависимость вида $y = A + kx$.

Оценка корреляционной связи между новыми переменными y и x показала, что наиболее тесная связь с глубиной скважины имеют коэффициент использования $K_И$ (0,927) и удельная максимальная мощность $P_{УД}$ (-0,967). При этом, предпочтительным является использование $P_{УД}$, так как это сразу позволит получить расчетную нагрузку.

Выводы

Таким образом, в ходе исследований установлено, что из всех рассмотренных технологических параметров предпочтительным является использование удельной максимальной мощности, позволяющей сразу получить значение расчетной электрической нагрузки буровых установок колонкового бурения.

На следующем этапе исследований целесообразно выполнить разработку математической модели, позволяющей по статистическим данным определить максимальную получасовую мощность при бурении геологоразведочных скважин буровыми станками СКБ-4 и ЗИФ-650.

Библиография

1. Будзко И.А., Лещинский Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М., Колос, 2000.

2. Васин Г.Я. О причинах завышения расчетных нагрузок по нагреву // Промышленная энергетика, №3, 1980, с. 28.

3. Головин С.В., Меркулов М.В., Косьянов В.А. Повышение энергоэффективности разведочного бурения посредством автоматического регулирования работы теплоутилизационных установок // Горный журнал. 2018. № 11. С. 51-55.

4. Косьянов В.А., Лимитовский А.М., Меркулов М.В., Головин С.В. Повышение эффективности комплексного энергообеспечения децентрализованных геологоразведочных объектов в условиях Заполярья и Крайнего Севера // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2014. № 4. С. 81-85.

5. Косьянов В.А., Меркулов М.В., Головин С.В., Черезов Г.В. Система утилизации теплоты передвижных дизельных электростанций при бурении геологоразведочных скважин // Горный журнал. 2017. № 3. С. 67-70.

6. Ломаев С.С., Головин С.В., Меркулов М.В. Основные методы определения расчетных нагрузок буровых установок при ведении геологоразведочных работ. XV Международная конференция «Новые идеи в науках о земле», Доклады конференции, Москва, 2021, с.91-94.

7. Лимитовский А.М., Марков Ю.А., Меркулов М.В. и др. Электро- и теплоснабжение геологоразведочных работ. Справочное пособие. М., Недра, 1988, с. 368.

8. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок. Введен с 01.01.1993г. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроет».

9. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий // Промышленные энергетические сети, изд.2-е перераб. и доп. Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. М., «Энергия», 1980, с. 576.

10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. Под общ. редакцией С.И. Гемадиля, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. М., Изд. дом МЭИ, 2010, с. 747.

Разработка технических средств и инструмента для повышения эффективности искусственного искривления скважин отклонителем в сложных горно-геологических условиях

Лысаков Д.В.* (Сибирский федеральный университет, Lysackovd@yandex.ru),
Нескоромных В.В. (Сибирский федеральный университет, sovair@bk.ru)

Аннотация

В статье описаны конструкции технических средств, разработанных с целью повышения результативности работы отклонителей непрерывного действия в сложных горно-геологических условиях, к которым относится искривление скважин в твердых горных породах с естественного и искусственного забоя.

Ключевые слова

Искривление, отклонитель, искусственное искривление, искусственный забой.

Теория

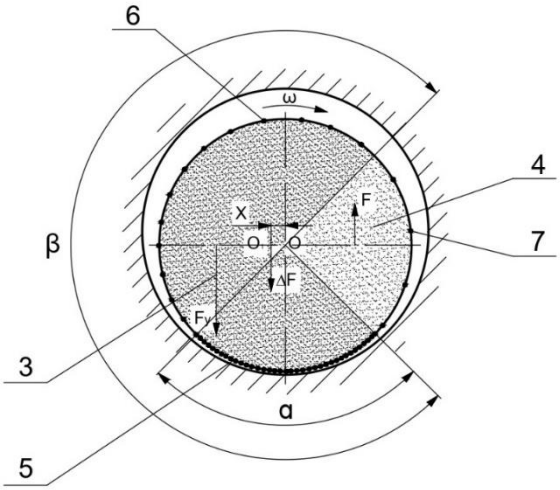
Раскрепление отклонителей непрерывного действия в твердых и очень твердых горных породах, когда зазор между вооружением долота и стенкой скважины минимален, связанно с большим риском заклинивания долота при перекосе. Проведенное графоаналитическое исследование позволило установить, что при наклоне долота на 1; 2 и 3 градуса, диаметр его матрицы в плоскости перпендикулярной оси скважины увеличивается с 76мм, до 76,43; 76,71; 77,06мм соответственно, что в условиях, когда зазор между боковым вооружением долота и стенкой скважины минимален, приводит к тому, что размер сечения долота при наклоне начинает превышать диаметр скважины и происходит заклинивание. Заклинивание долота может приводить к нарушению ориентации снаряда, а в более редких случаях, к поломке вала отклонителя.

Решить проблему заклинивания породоразрушающего инструмента при раскреплении отклонителя можно за счет локального расширения диаметра скважины на высоту 5-10см от забоя, чтобы долото имело возможность свободного перекоса.

С этой целью была разработана и впоследствии запатентована конструкция алмазного долота (рис. 1), матрица которого со стороны торца разделена на основную 3 и дополнительную часть 4. Основная часть ограничена углом β и имеет стандартное насыщение алмазами при этом дополнительная часть имеет насыщение ниже стандартного. Боковое вооружение разделено на зоны, которые имеют пониженную, среднюю и повышенную насыщенность. Зона имеющая стандартное насыщение 6, с одной стороны ограничена углом α с фрезерующим вооружением, имеющим повышенную насыщенность 5, а с другой боковым вооружением 7 на дополнительной части, имеющим насыщенность ниже стандартной.

В процессе бурения долото воспринимает осевое усилие и крутящий момент от вышележащей буровой колонны, вследствие чего алмазосодержащая матрица долота разрушает горную породу на забое. В связи с тем, что торец матрицы разделен на участки с различной насыщенностью алмазными резцами, в процессе работы возникает неуравновешенность реакций сил резания-скалывания породы резцами F и F_y,

вследствие чего появляется равнодействующая сил резания скалывания ΔF, которая смещена от геометрической оси торца долота О на некоторое расстояние X. В этом случае точка O_1 становится центром мгновенного вращения долота. В результате такого распределения сил долото начинает вращаться, прижавшись к стенке скважины



основным фрезерующим вооружением, активно прорабатывая стенку скважины.

Рисунок 1. *Конструкция алмазного бурового долота и схема поясняющая процесс формирования скважины: 3 – основная часть, ограниченная углом β; 4 – дополнительная часть; 5 – основное фрезерующее вооружение, ограниченное углом α; 5, 6, 7 – фрезерующее вооружение; О – геометрическая ось вращения долота;* O_1 *– точка мгновенного вращения долота; F и* F_y *– силы резания-скалывания породы резцами; ΔF – равнодействующая сил резания-скалывания породы резцами; ω – направление вращения долота.*

В рамках диссертационной работы были произведены расчеты величины дисбалансной силы долота с эксцентриситетом режущей части торца при бурении в сланцах. Результаты расчетов приведены в таблице 1

Таблица 1. Расчеты дисбалансной силы долота для различных диаметров при различных площадях участков матрицы с меньшей насыщенностью алмазными резцами

Угол распространения участка матрицы долота имеющего пониженную насыщенность алмазными резцами, град	Диаметр 59	Диаметр 76	Диаметр 96
	Значения дисбалансной силы F, даН		
90	42,46	42,49	42,62
108	50,99	51,02	51,05
126	59,49	59,62	59,66
144	67,98	68,01	68,04
162	76,48	76,48	76,54

180	82,80	82,84	82,89

Из данных, представленных в таблице, следует, что величина дисбалансной силы практически не зависит от диаметра породоразрушающего инструмента при их идентичной конструкции. При этом большая часть результирующей силы формируется за счет разности площадей торца долота с большей насыщенностью алмазами и торца долота с меньшей насыщенностью.

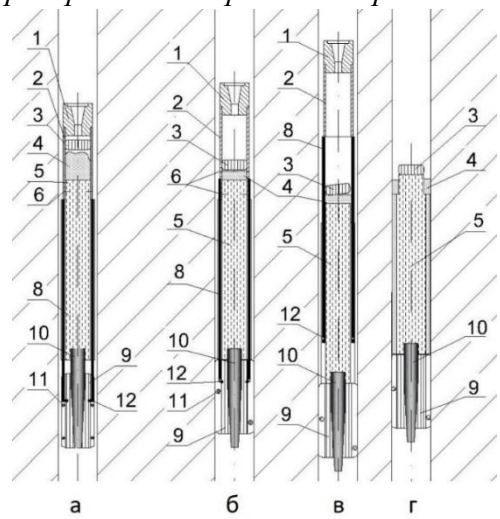
Применение ОНД для забуривания дополнительных стволов в твердых и очень твердых породах сдерживается риском неудачных попыток, связанных с различной твердостью искусственного забоя и вмещающих забой горных пород. Наиболее распространенными материалами для создания искусственных забоев являются цементные смеси, которые в отвержденном состоянии не превышают прочность V-VI категории пород по буримости. Это не позволяет использовать твердеющие цементные смеси в качестве материала для искусственного забоя в горных породах более высоких категорий по буримости.

На этой основе возникла идея создания искусственного забоя из материала, который по своим физико-механическим свойствам кардинально отличается от свойств твердых упруго-хрупких горных пород. В этом случае при использовании шарошечных и алмазных буровых долот, предназначенных для бурения твердых и очень твердых горных пород –, удастся ограничить механическую скорость бурения и таким образом интенсифицировать интенсивность формирования кривизны.

Процесс разрушения горной породы алмазным инструментом осуществляется в основном раздавливанием и скалыванием, а при бурении шарошечным инструментом типа К и ОК дроблением и скалыванием. Воздействие этих видов породоразрушающего действия на волокнистый и пластичный материал, такой как древесина, ориентированная волокнами вдоль оси скважины, скорость разрушения будет незначительна т.е эффект оптимальной скорости углубления и фрезерования стенки скважины достигается за счет кардинального несоответствия породоразрушающего действия со стороны вооружения долота и физико-механических свойств древесины. Проведенные стендовые испытания показали, что при осевой нагрузке 1000 даН и частоте вращения 280 мин$^{-1}$ скорость бурения деревянной пробки алмазным долотом АДН и трехшарошечным долотом типа К составили 0,9 и 1,1 м/ч соотвественно, что близко к значениям рекомендуемым для забуривания.

На основе полученных данных была разработана конструкция устройства для доставки деревянного искусственного забоя. После спуска устройства на необходимую глубину (рис.2,а) в бурильную трубу закачивается промывочная жидкость, которая,

Рисунок 2. *Процесс раскрепления деревянной пробки в скважине: а – спуск устройства*



на необходимую глубину; б – процесс раскрепление пробки в скважине; в – освобождение и подъем тросов и переходника на поверхность; г – раскрепленная деревянная пробка.

проходя через переходник 1 попадает в контейнер 2 (рис.2,б). Под давлением промывочной жидкости, продавочная пробка 3 начинает выдавливать из контейнера щебень 4. При этом штифты 6 срезаются, освобождая от закрепления деревянную пробку 5. Одновременно с этим устройство медленно приподнимается, тяги 8 начинает тянуть вверх распорные плашки, которые наезжая на клин начинают раздвигаться до упора в стенку скважины. Проволока 11, удерживающая распорные плашки 9 на клине 10, в процессе вдавливания клина в плашки рвется и не препятствует закреплению пробки в скважине. После вдавливания клина в распорные плашки, штырь вырывается из распорных плашек и тяги 8 освобождаются (рис.2,в). За счет наличия пальца штырь принимает вертикальное положение и не препятствует подъему тяг по продольным углублениям 7 пробки. После извлечения контейнера с тягами из сухой деревянной пробки 5 в освободившееся продольные углубления 7 проникает промывочный раствор и щебень 4 (рис.2,г). Промывочный раствор обеспечивает набухание сухой пробки, а щебень надежное закрепление, попадая в зазоры между деревянной пробкой 5 и стенкой скважины.

Выводы

На основе вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Создание искусственного забоя из волокнистого и пластичного материала, при условии использования алмазных и шарошечных долот способно снизить скорость бурения на этапе забуривания дополнительного ствола скважины и увеличить интенсивность набора кривизны отклонителя.

2. Бурение интервалов постановки отклонителей алмазными долотами с эксцентриситетом режущей части торца матрицы будет способствовать некоторому расширению ствола скважины и приведет к созданию геометрии забоя, при которой

будет исключаться заклинивание долота при постановке отклонителей непрерывного действия

Библиография

1. Пат. на полез. модель №198219 Рос. Федерация, СПК E21B 7/06, E21B 33/12. Устройство для создания деревянного искусственного забоя / В.В. Нескоромных, Д.В. Лысаков, Е.Г. Скляров, И.А. Комаровский; патентообладатель ФГАОУ ВО "Сибирский федер. ун-т". - № 2019145508; заявл. 30.12.2019; опубл. 25.06.2020, Бюл. № 18.

2. Пат. на полез. модель 190484 Рос. Федерация, СПК E21B 10/43, E21B 7/08. Долото для бурения / В.В. Нескоромных, П.Г. Петенев, Д.В. Лысаков, Е.Г.; патентообладатель ФГАОУ ВО "Сибирский федер. ун-т". - № 2019106406; заявл. 06.03.2019; опубл. 02.07.2019, Бюл. № 19.

3. Нескоромных В.В., Еловых П.Ф., Лысаков Д.В. Эффективные технологии забуривания дополнительных стволов скважин с применением отклонителей непрерывного действия в твердых горных породах// Разведка и охрана недр. – 2021. – №8. – С. 44-49.

4. Нескоромных В.В., Лысаков Д.В. Разработка технологий и средств забуривания дополнительных стволов скважин с искусственного забоя отклонителями непрерывного действия в твердых и очень твердых горных породах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2020. – №2. – С. 86-94.

Внедрение наддолотного модуля

Мефодьева А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, anasta.mef20@gmail.com),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

Отсутствие точных знаний о пластах горной породы, расположенных над кровлей продуктивного пласта не дает возможность выявить реперные пласты. А также возникает множество проблем, одни из которых: уточнение угла падения пласта и определение радиуса траектории бурения.

Решение - внедрение наддолотного модуля в конструкцию бурильной колонны.

Ключевые слова

Наддолотный модуль, кровля, беспроводной, продуктивный пласт.

Теория

Модуль предназначен для измерения не только технологических, но и геофизических параметров непосредственно около долота, в процессе бурения гидравлическими забойными двигателями, а также передачи информации материнской телесистеме. Наддолотный модуль состоит из корпуса с центральным промывочным отверстием, на котором размещен центральный электрод, расположенный между изоляторами и электрически изолированный от корпуса.

Информация, которая измеряется наддолотным модулем, передается по короткому скоростному беспроводному электромагнитному каналу связи на приемно-обрабатывающий блок базовой телесистемы. Далее телесистема передает на поверхность данные по беспроводному каналу связи совместно с дополнительными данными от наддолотного модуля в форме дополнительных каналов [1].

На поверхности данные принимаются и обрабатываются наземным приемно-обрабатывающим комплексом.

Его программное обеспечение модифицируется учетом дополнительных каналов наддолотного модуля.

Рисунок 1. *Датчики и детали, входящие в состав наддолотного модуля.*

Зная точные данные о пластах горной породы, расположенных под кровлей продуктивного пласта, можно выявить реперные пласты. Это позволит вести отсчет глубины забоя не от устья скважины, а от кровли целевого пласта при повышенной точности [2].

С применением наддолотного модуля можно получить информацию о реперных пластах. Наличие такого пласта помогает определить радиус траектории бурения, что обеспечивает проектный угол пласта. По двум азимутально расположенным каналам для гамма-каротажа в модуле четко отбивается глинистая покрышка и фиксируется вход в продуктивный коллектор [3]. После того, как граница пласта отбита, бурение прекращается. Далее производится подъем инструмента и спуск обсадной колонны. При таком способе отбивки кровли пласта в проведении привязочного каротажа нет необходимости.

Выводы

При внедрении и эксплуатации наддолотного модуля в бурильной колонне улучшится навигация по наиболее продуктивному пласту. Увеличится дебит скважины за счет оперативной корректировки траектории ствола скважины и ее проводки по наиболее продуктивной части пласта. Также будет сэкономлено время на вскрытие и проводку горизонтального участка ствола скважины. Сократятся и финансовые затраты. Это связано с сокращением времени строительства скважины за счет исключения проведения дополнительных привязочных каротажей.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и

региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне. Заведующему кафедрой современных технологий бурения скважин, доктору технических наук, профессору Соловьёву Николаю Владимировичу. Преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Абдрахманов Д.А., Бельков А.В., Будаев Д.А., Хасанов Д.Н., Чупров В.П., Шайхутдинов Р.А., Яхина И.А., Лысенков А.И. «Развитие технологий каротажа во время бурения (LWD) на базе отечественного комплекса телеметрии с электромагнитным каналом связи» Каротажник. 2016. № 7 (265). С. 108-118.

2. Перелыгин В.Т., Чупров В.П., Григорьев В.М., Даниленко В.Н., Яруллин Р.К., Кнеллер Л.Е. «Инновационные технологии ВНИИГИС для решения задач нефтяной отрасли» Нефть. Газ. Новации. 2016. № 10. С. 47-53.

3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». М.: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. С. 647.

4. Чупров В.П., Гайван А.Г. «Новые возможности применения электромагнитного канала связи "Забой – устье" для геонавигации» Нефть. Газ. Новации. 2013. № 12 (179). С. 24-28.

Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре

Орленкова Е.В. * (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, orlenkovaevaa@gmail.com)
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Соловьев Н. В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

В настоящее время все больше работ, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, приходится проводить при высоких температурах. Для решения этих проблем инженеры подробно изучают состав тампонажного раствора.

Ключевые слова

Наклонно-направленная скважина, цементирование, рецептура цементной части, термостойкость.

Теория

Скважины, для которых проектом предусматривается определенное отклонение забоя от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной траектории, называются наклонно-направленными [4]. Нефтяные скважины после бурения закрепляют спускаемыми в них колоннами стальных труб (обсадной колонной). Наружный диаметр труб на несколько сантиметров меньше диаметра скважины и между колонной и стенкой скважины остается пространство, которое должно в дальнейшем быть заполнено цементным раствором. После схватывания цемента образуются стенки скважины. В ряде случаев бывают ситуации, которые ведут к остановке работы. Обычно, этому способствует неправильное транспортирование цемента, плохая проверка цементного раствора в лаборатории, цемент не успел затвердеть и т.д [1].

На данный момент существует несколько видов цементного раствора, которые не удовлетворяют существующим требованиям и приводят к глобальным катастрофам. Например, это можно проследить на примере буровой установки Deepwater Horizon. Причиной взрыва стали различные факторы, основным из которых является неправильность рецептуры цементного раствора. Для последующего исключения подобных ситуаций, необходимо применять более эффективный цементный раствор в условиях высоких температур затрубного пространства.

Цементирование высокотемпературных скважин - важный этап в строительстве скважины. В процессе цементирования, тампонажные растворы нужно выбирать очень грамотно, чтобы сохранить экологию нашей планеты. Каждые специальные добавки, входящие в состав цементирующих растворов, обладают своими функциями. Например, трехкальциевый силикат (алит) – при высокой температуре очень быстро набирает прочность, что и является важным показателем при цементирование высокотемпературных скважин. Трехкальциевый алюминат - обладает низким уровнем прочности, что может оказать неблагоприятное воздействие при высокой температуре

[3]. Изучая каждый раствор, необходимо точно знать, как он себя поведет и хватит ли его при закачке в скважину. Если персонал при проверке цементного раствора заметит ошибку, её нужно будет исправить до момента начала подачи раствора в затрубное пространство скважины, так как процесс цементирования должен происходить беспрерывно [2].

Влияние температуры на прочность цементного камня показывает изменение прочности цементного камня твердевшего 24 и 48 часов при различных температурных условиях как показано на рисунке 1. Считает, что 110°C и 150°C являются двумя критическими точками температуры начала спада прочности цементного камня.

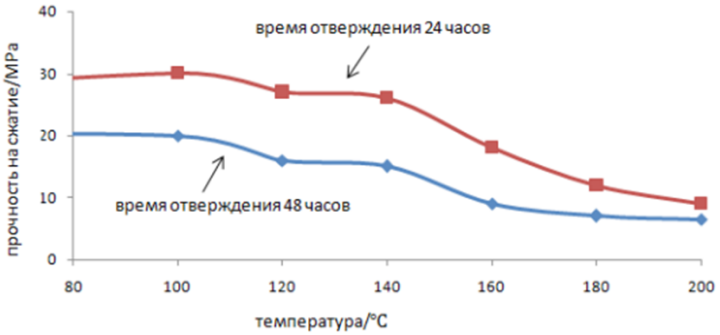


Рисунок 1. *Влияние температуры на прочность цементного камня*

Результаты, приведенные на рисунке 2 свидетельствуют о том, что при температурах ниже 100° С прочность цементного камня достигает наиболее высоких значений и стабилизируется на этом уровне. Время достижения максимально стабильных значений прочности камня при температурах 80-100°C составляет около 15-20 часов.

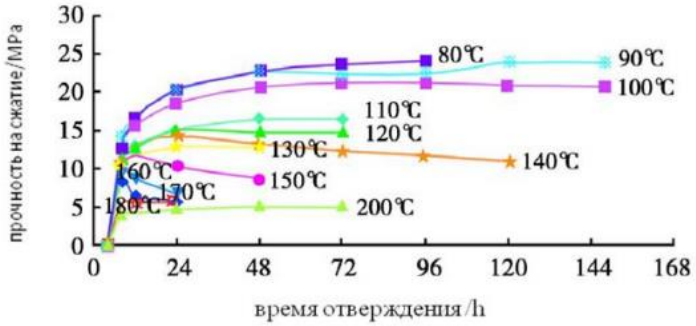


Рисунок 2. *Изменение прочности цементного камня при твердении в различных температурных условиях*

Эти два графика подтверждают нецелесообразность применения чистого портландцемента при температурах выше 100° С. Для температуры 110° С после 48 часов твердения, кривая прочности начинает плавно стабилизироваться. Это может говорить о том, что гидратация цементного камня достигла максимального значения, и полностью отражает эффект влияния температуры на скорость процесса гидратации цементного камня. Исследования показали, что при температуре до 110°C гидратация цементного камня формируется C-S-H(II), обладающий хорошей сетчатой структурой, положительно сказывающейся на прочности цементного камня. Превращение, после

температур 110°С, гидросиликата C-S-H(II) в высокоосновный гидросиликат кальция, кристаллизующийся в виде продуктов большого размера и, образующийся в форме пластин в цементном камне, ослабляет его прочность из-за низкой прочности контактов. При этом возникает структура представлена на рисунке 3, обладающая относительно высокой проницаемостью.

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается цемент, основным предметом исследования которого является соотношение оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO2). Разбработаный цементный раствор как показано на рисунке 4 поспособствует продлению срока службы скважины. Приоритетным направлением является использование компонентов в качестве добавки к основному составу цемента для тампонирования затрубного пространства. Предложенный состав дает возможность увеличить срок службы скважин, а также обеспечивает высокую степень экологической безопасности.

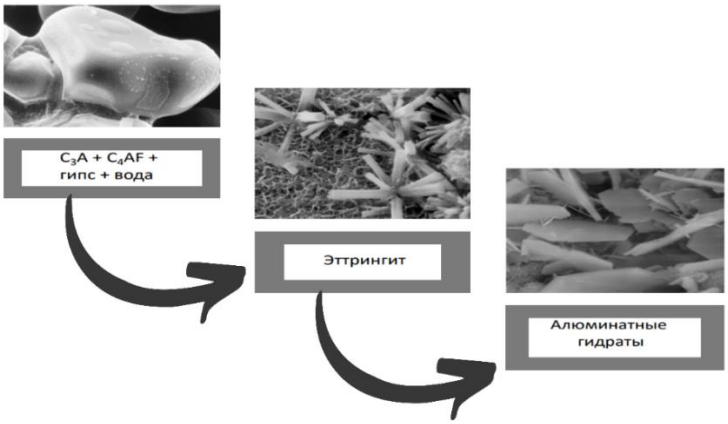


Рисунок 3. *Структура образования цементного камня*

Рисунок 4. *Цементный раствор под микроскопом*

Выводы

Эффективность разработки заключается в том, что раствор, с помощью которого увеличится срок службы наклонно-направленной скважины при высокой температуре, поможет решить проблему регрессии прочности камня путем уменьшения массового соотношения оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO2) до 1. Такой способ

приведет к сохранению свойств цементного камня, что обеспечит высокую степень экологической безопасности. Данная технология будет применяться на месторождениях при проведении работ по креплению скважины. Потребителями будут являться буровые, операторские и сервисные нефтегазовые компании.

Благодарность

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, заведующему кафедрой современных технологий бурения скважин, доктору технических наук, профессору Соловьеву Николаю Владимировичу, преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Журавлев Г. И., Журавлева А. Г., Серебряков А. О. Бурение и геофизические исследования скважин: Учебное пособие. – 2-е изд., стер.- СПб: Издательство «Лань», 2018- 344 с.

2. Карпов К. А. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для СПО/ К.А. Карпов. – 2-е изд., стер.- Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 188 с.

3. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32–35.

4. Табатабаи Моради С.Ш. Разработка седиментационно-устойчивых утяжеленных тампонажных составов для крепления наклонно направленных скважин / С.Ш.Табатабаи Моради, Н.И.Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 2. С. 39-41

Гидроразрыв пласта для повышения нефтеотдачи

Петина В.А.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, vicka.petina@gmail.com),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

На сегодняшний день существует огромная проблема – снижение эффективности нефтеотдачи гидроразрыва пласта. Это связано, прежде всего, с необходимостью тщательного планирования операции гидроразрыва с использованием максимального количества промысловых данных и проведением ряда исследований, что зачастую не выполняется должным образом, либо вовсе игнорируется. В процессе проведения ГРП, либо уже после окончания операции, возникают разного рода технологические проблемы, резко снижающие эффективность мероприятия.

Для снижения отрицательного влияния части факторов необходимо применение дополнительных технологий ГРП. Приводятся технологические решения, позволяющие снизить влияние обозначенных отрицательных факторов и тем самым повысить эффект от проведения ГРП и избежать рисков снижения эффективности ГРП во времени.

Ключевые слова

Гидравлический разрыв пласта, вынос проппанта, жидкость для гидроразрыва пласта, скважина.

Теория

Сокращение открытия углеводородных ресурсов побудило нефтегазовые компании сосредоточиться на методах повышения нефтеотдачи. Стимуляция скважин как один из этих методов играет важную роль в нефтяной промышленности.

Гидравлический разрыв пласта [1] (рис.1) является одним из широко применяемых на сегодняшний день методов, позволяющим увеличить количество дополнительно добываемой нефти. Однако при осуществлении гидроразрыва пласта не всегда удается достичь желаемого результата, а порой метод ГРП и вовсе может дать отрицательный эффект. Основными факторами, приводящими к снижению эффективности гидроразрыва пласта являются: вынос проппанта из трещины пласта и выбор жидкости для гидроразрыва. Эти факторы снижают также и продолжительность эффекта, что приводит к существенному как технологическому, так и экономическому ущербу от применения этой технологии. Причём факторы требуют применения дополнительных технологических решений для уменьшения риска недостижения эффекта от ГРП.

Метод ГРП [1] проводится в два этапа. Первый этап включает в себя впрыск жидкости ГРП с давлением для создания трещины в пласте. Вторая стадия состоит из инъекции суспензии, состоящая из проппанта и жидкости для разрыва, которая сохраняет трещину открытой. Обработка гидроразрыва пласта имеет широкое

применение и может выполняться на различных глубинах коллектора, начиная от очень мелких уровней от 150 метров в случае грязных мелкозернистых песчаников, сланцев и мелов, несущих нефть и / или газ, до очень глубоких глубин, превышающих 6000 метров в случае плотных песчаников, сланцев и горизонтов окупаемости газа угольных пластов.

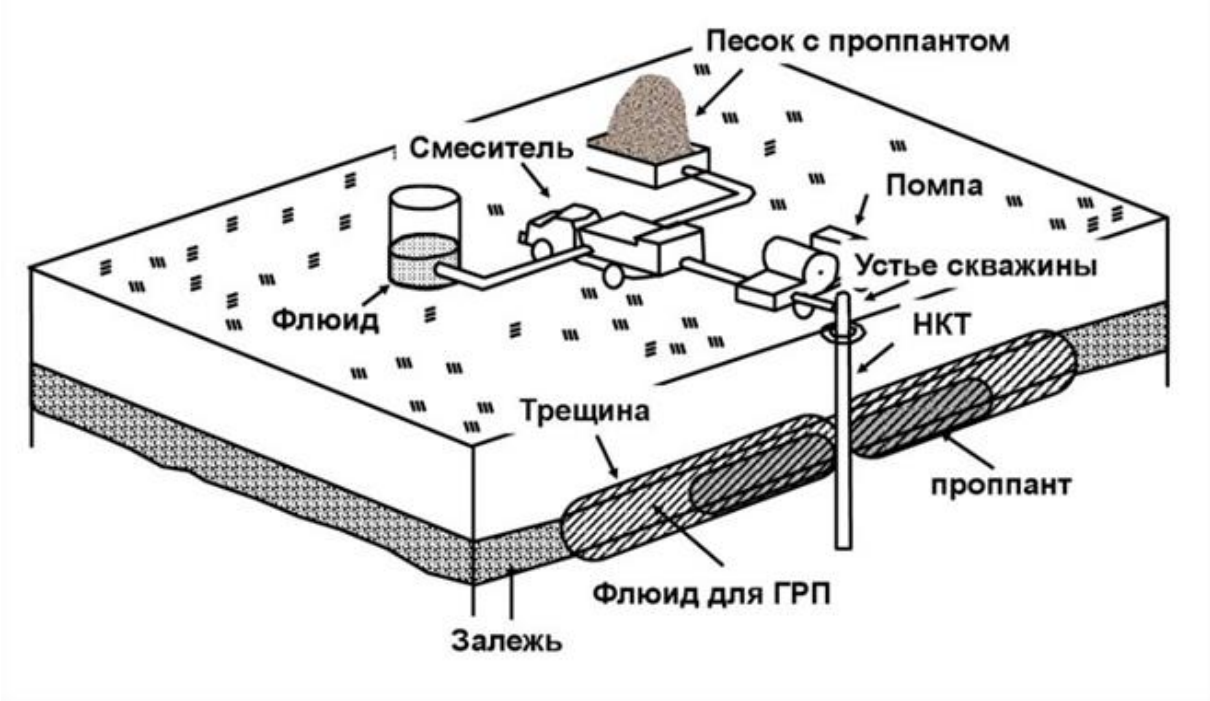


Рисунок 1. *Гидравлический разрыв пласта*

Обработка гидроразрыва пласта включает в себя две основные части: подпирающий агент (проппант) и жидкость для разрыва пласта. Проппант [2]- это материал, который используется в ГРП для того, чтобы держать трещины открытыми. Жидкость, которая используется для переноса проппантов в трещину, называется жидкостью для разрыва. Чтобы выполнить размещение проппантов внутри трещины, проппанты суспендируют в жидкость, а затем перекачивают в подземные образования.

Около 80 % ГРП в настоящее время проводятся с использованием жидкостей на водной основе. Флюиды обладают большой гибкостью, которая может легко превращаться в вязкий разрыв пласта путем добавления некоторых добавок. Для повышения способности к транспортировке проппанта жидкость на водной основе смешивают с гуаровыми полимерами. Кроме жидкостей на водной основе могут использоваться другие типы жидкостей для ГРП, которые изготавливаются из нефти, метанола и смеси газов. Флюид на основе метанола может быть использован для минимизации утечки, что приводит к усилению рекуперации жидкости. Жидкости ГРП, которые основаны на полимерных веществах и изготовлены с метанолом, могут улучшить метод гидроразрыва пласта. Смешивание газов, таких как азот или диоксид карбона, с жидкостью для ГРП может привести к образованию пены. Малый объем жидкости для ГРП на основе пены необходим для переноса проппанта внутри трещины.

Существуют разнообразные виды добавок, которые могут быть использованы в составе жидкости ГРП. Они могут быть использованы для очистки образования от примесей, для стабилизации пены, для предотвращения или уменьшения утечки или для снижения поверхностного натяжения.

Серьезную проблему представляет собой вынос проппанта в скважину после проведения ГРП. Результатом может быть потеря приствольной проводимости с полным прекращением добычи в случае полного перекрытия продуктивной зоны. Удаление вынесенного проппанта может быть связано со значительными затратами.

Вынос проппанта из пласта является достаточно продолжительным явлением, однако нередки случаи, когда поступление проппанта из трещины носит весьма кратковременный характер. Причиной продолжительного выноса проппанта является неустойчивое состояние проппантной массы в трещине в результате воздействия высоких скоростей фильтрующихся пластовых жидкостей и газа. Таким образом, уменьшение депрессии на продуктивный пласт и скорости фильтрации флюида в пласте, позволяет снизить интенсивность проппантого выноса. Причиной кратковременного характера выноса проппанта является возможность его вымывания из призабойной зоны пласта, в результате чего возникает значительная вероятность смыкания трещины вблизи ствола скважины, что, несомненно, сильно скажется на эффективной проводимости трещины.

Высокий фактор опасности данной проблемы совместно с высокой частотой ее проявления обусловили разработку и создание множества технологий и способов предотвращения выноса проппанта из трещины.

Решения проблемы выноса проппанта:

1. Закачка в пласт одновременно с проппантом специального гибкого стекловолокна, заполняющее промежутки между частицами проппанта, что обеспечивает более высокую устойчивость проппантной набивки. Однако наибольшее распространение получило использование RCP-проппанта. Основной его особенностью является наличие на поверхности проппанта отвердителя из фенолформальдегидной смолы.

2. Проппант, выполненный из нитиноловых пружин [4]. На первом этапе ГРП подают керамический проппант или песок. На завершающей стадии крепления трещины предлагается производить закачку нитиноловых пружин. Нитинол –это сплав титана и никеля в пропорции 45 на 55%, обладающий высокой коррозионной и эррозионной стойкостью. Необычным свойством является то, что данный сплав обладает эффектом памяти.

3. Применение специального удерживающего частицы волокна. Закачиваемый в скважину вместе с проппантом в составе рабочей жидкости волоконный материал позволяет создать стабильную сетку, не блокирующую приток нефти или газа.

Применение описываемых решений на практике позволит сформировать пространственный каркас для удержания трещины в раскрытом виде. Это позволит снизить вынос проппанта и увеличить проводимость трещины гидроразрыва пласта.

Выводы

Проектирование ГРП является ответственным процессом, от которого зависит не только успешность проведения мероприятия, но и эффективность разработки объекта в целом. Существует ряд технологий, способов и технологических приемов,

позволяющих при правильном планировании избежать возможных проблем, связанных с проведением данного мероприятия.

Библиография

1. Васильев В.А., Верисокин А.А. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. С.101-108.

2. Казакова Л.В. Эффективная очистка проппантной упаковки и стенок скважины после гидроразрыва пласта в процессе ее освоения // Бурение и нефть. 2014. №3. С. 40-42.

3. Тетельмин В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс. В двух томах. Том 2 // Инфра-Инженерия. 2021. С.55.

4. Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений // Перм. нац. исслед. политехн.ун-т, 2013 – 177 с.

Комплексный подход к разработке алмазного породоразрушающего инструмента

Попова М.С.* (Сибирский федеральный университет, alleniram83@mail.ru)

Аннотация

Алмазный буровой инструмент считается востребованным при сооружении скважин различного назначения, развитие методов его проектирования до сих пор остается острой необходимостью. Для разработки качественного бурового инструмента необходим комплексный подход, одновременно учитывающий механизм разрушения горной породы алмазным резцом, геометрические параметры породоразрушающего инструмента, физико-динамическое состояние, образовавшейся на забое среды и термо-гидро-барические процессы, возникающие при бурении скважин. Реализация системного метода облегчается применением современных методов компьютерного моделирования, позволяющих с максимальной точностью исследовать даже самые мелкие и труднодоступные элементы взаимодействия резца с породой. При этом наилучшего результата использования алмазного инструмента можно достичь путем совокупного анализа всех параметров бурения. К тому же комплексный подход к разработке алмазного породоразрушающего инструмента является перспективным для расширения номенклатуры использования алмазного типа бурового инструмента.

Ключевые слова

Алмазный резец, породоразрушающий инструмент, проектирование, бурение, разрушение горной породы

Введение

При бурении скважин на твердые полезные ископаемые наиболее востребованным и перспективным является алмазный породоразрушающий инструмент (ПРИ). Возможности синтеза алмазного композита позволяют изготавливать буровой инструмент различной прочности, формы и размеров. Производители алмазных долот и коронок обычно ориентируются на решение конкретных проблем бурения. Основой проектирования алмазного ПРИ является большой производственный опыт и база результатов научных исследований. Обильность информации требует тщательной переработки имеющихся данных. Полученный экспериментальный образец подвергается лабораторным и полевым испытаниям, и лишь после может быть допущен к серийному выпуску. Таким образом, существующие методы проектирования бурового инструмента имеют узконаправленный характер, долгосрочны и материально затратны. При этом современное производство нуждается в высокоресурсном, универсальном и недорогом буровом инструменте, позволяющем реализовывать быстрое и качественное бурение скважин. Поэтому актуальным является вопрос расширения возможностей, определения граничных условий, конкретизации и упорядочения методов разработки и эксплуатации алмазного породоразрушающего инструмента.

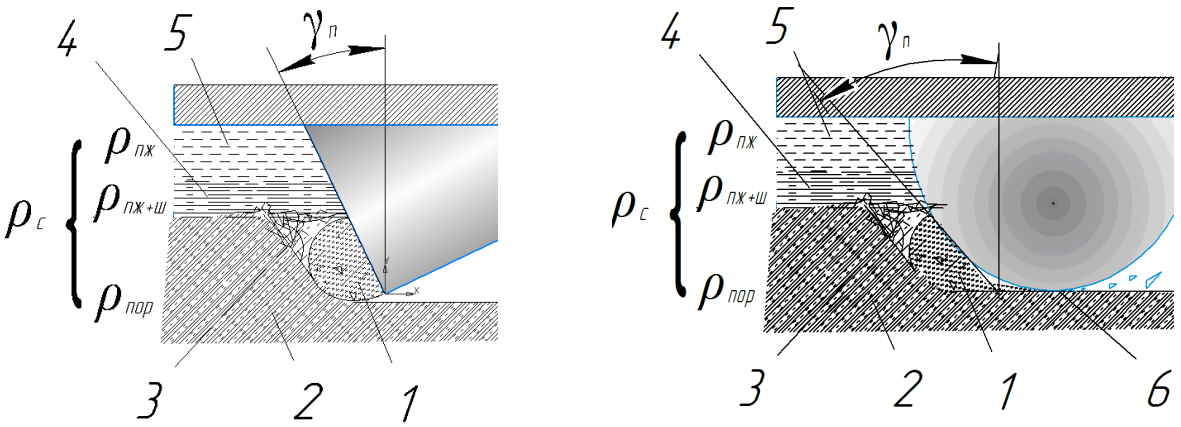
Методика

На эффективность разрушения горной породы буровым инструментом решающее влияние оказывает состояние системы «резец-порода». Причем каждый резец породоразрушающего инструмента имеет собственный характер взаимодействия с

забоем. Это связано с местоположением резца, его формой, размером, степенью износа и многими другими факторами.

В зависимости от физико-механических свойств горных пород, слагающих геологический разрез, подбирается алмазный резец различного типа, формы и размера. Как правило, для пород средней твердости используется цилиндрический резец типа *PDC*, для пород более твердых – овализированный алмаз, причем чем тверже порода, тем размер режущего элемента меньше. В процессе бурения поверхность даже самого мелкого резца с разных сторон нагружена не одинаково и, как показали результаты научных исследований, именно характер нагрузки каждого отдельного алмаза влияет на итог работы всего породоразрушающего инструмента [1-5]. Помимо осевого усилия и крутящего момента на резец действуют силы, возникающие со стороны забоя.

В процессе бурения вокруг резца образуется некая «среда», состоящая из промывочной жидкости, разрушенной и неразрушенной горной породы. Выделяется несколько зон воздействия данной «среды» на алмазный резец (рис.1). Наиболее различными по физико-механическим свойствам являются: участок контакта с ядром сжатия горной породы (1) [3, 4]; зона соприкосновения с промывочной жидкостью (5) и место обильного насыщения промывочной жидкости шламом (4) [3]. В зависимости от глубины внедрения резца в породу и местоположения ядра сжатия (1) под мелким алмазом может образоваться четвертая зона – зона смятия, раздавливания горной породы (6).



а) *б)*

Рисунок 1. *Система взаимодействия с горной породой резца PDC (а) и алмаза (б): 1 – ядро сжатия горной породы; 2 – неразрушенная горная порода; 3 – трещина отрыва; 4 – зона обильного насыщения промывочной жидкости шламом; 5 – промывочная жидкость; 6 – зона смятия горной породы; $\gamma_п$ – передний угол установки резца.*

Учитывая непрерывную циркуляцию промывочной жидкости и тот факт, что в процессе бурения резец находится в постоянном движении, в зависимости от его размера и переднего угла установки, под передней режущей гранью возникает область повышенного давления «среды». Данную область можно разделить на три части, одна из которых, характеризуется максимальным гидравлическим давлением III и располагается ближе к контакту резца с породой (рис. 2). Как показывают результаты компьютерного моделирования, имитирующего работу резца на забое [6], чем больше передний угол установки резца, тем зона максимального давления имеет более распространенный характер и повышенное значение (рис. 2). В то же время циркуляция промывочной

жидкости – необходимое условие работы алмазного резца, нуждающегося в постоянном охлаждении. Только ориентированное под торец ПРИ течение жидкости, обеспеченное развернутой промывочной системой, способствует поддержанию благоприятного температурного режима работы породоразрушающего инструмента [7].

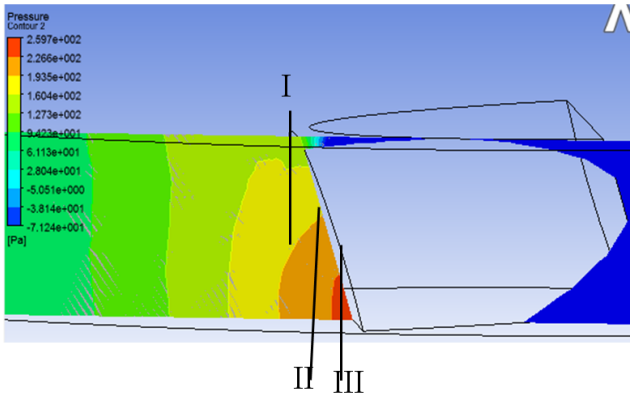


Рисунок 2. *Давление среды в пределах резца PDC*

Таким образом, сформировавшаяся перед резцом жидкая «среда», в зависимости от своей плотности, площади контакта с резцом и скорости его перемещения также как и целик породы может оказывать сопротивление внедрению резца в забой (снижая глубину резания одним резцом от 0,003 до 0,4%). При этом в случае оптимального сочетания расположения, формы и размеров резца, описанное явление можно использовать для создания зоны предразрушения горной породы за счет направленного течения струи жидкости, например, путем создания вогнутой поверхности режущей грани (рис. 3).

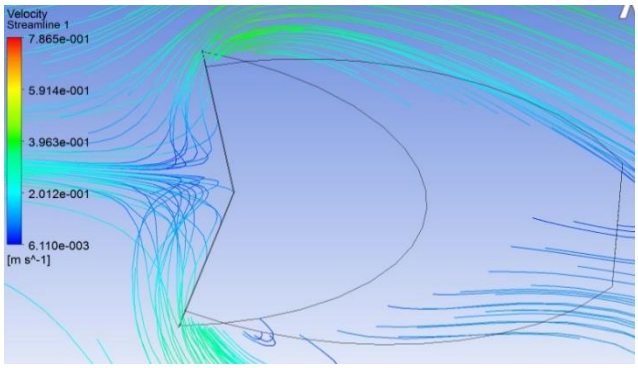


Рисунок 3. *Результаты компьютерного моделирования течения жидкости в пределах резца PDC с вогнутой поверхностью режущей грани (вид со стороны забоя)*

Так, глубина резания-скалывания горной породы алмазным резцом зависит от его размера, формы (дробленный, овализированный или полированный), геометрии его установки, твердости разрушаемой породы, а также от сопротивления среды, окружающей породоразрушающий инструмент в призабойной зоне скважины. Вместе с тем следует помнить, что на процесс эксплуатации бурового инструмента большое влияние оказывают параметры режима бурения. При прочих равных условиях чрезмерное увеличение частоты вращения приводит к повышению сопротивления забоя, что провоцирует снижение глубины внедрения резца в горную породу [1-4]. Любое изменение глубины резания-скалывания ведет к смещению ядра сжатия [3, 4], что в свою очередь создает условия для перераспределения зон контакта резца со «средой». Например, при снижении величины глубины внедрения резца в породу, ядро сжатия (1,

рис.1) смещается под резец [3, 4], режим разрушения из резания переходит к раздавливанию. Из-за этого зона насыщения промывочной жидкости шламом может значительно уменьшиться или вовсе исчезнуть. Так меняется характер давления «среды» на резец. Описанная ситуация требует мер по повышению осевой нагрузки или снижению частоты вращения, что увеличит глубину резания-скалывания и стабилизирует работу инструмента. К тому же регулируя таким образом технологию применения алмазного породоразрушающего инструмента можно достичь широких пределов области его использования.

Отсюда следует, что все параметры процесса бурения взаимозависимы и для поддержания необходимой эффективности работы и ресурса инструмента нуждаются в поиске оптимального баланса их значений, соответствующих геологическим условиям работ.

Выводы

Проектирование и эффективная эксплуатация алмазного породоразрушающего инструмента должны основываться на комплексном подходе, в основе которого лежат взаимозависимые этапы, учитывающие: механизм разрушения горной породы; гидробарическое и физико-механическое состояние среды призабойной зоны; форму, размеры и качество резца, а также взаимное влияние параметров режима бурения.

Библиография

1. Борисов К.И. Современные методы оценки сопротивления горных пород резанию-скалыванию при бурении долотами PDC: монография, ТПУ, 2013, 166 с.

2. Методика управления процессом бурения и экспериментальные исследования сил сопротивления при бурении долотами с резцами PDC / В.В. Нескоромных, М.С. Попова, А.Е. Головченко, П.Г. Петенёв, Лиу Баочанг // Записки Горного института. 2020, Т. 245, с. 539-546. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.5

3. Нескоромных В.В. Влияние сил сопротивления на глубину резания–скалывания горной породы алмазным резцом / В.В. Нескоромных, М.С. Попова, А.Ю. Харитонов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2020, Т. 331, № 10, с. 40–48.

4. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин алмазным буровым инструментом: монография / В. В. Нескоромных, М. С. Попова, Б. -. Лиу ; Сиб. федер. ун-т, Ин-т горн. дела, геологии и геотехнологий. - Красноярск : СФУ, 2020, 265 с.

5. Развитие принципов конструирования и эксплуатации нового алмазного породоразрушающего инструмента / Л.К. Горшков, А.И. Осецкий // Записки Горного института, 2012, Т. 197, с. 40–45.

6.Нескоромных В.В, Попова М.С. Гидродинамика процесса резания резцами PDC // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2020, 7 (331), с. 13-15.

7. Попова М.С. Результаты компьютерного моделирования температурного режима алмазного бурового инструмента // Инженер-нефтянник, 2018, №2, с. 23-26.

Технология кислотной обработки призабойной зоны пласта

Румянцев А.Д.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, alexeirumyantsew@gmail.com),
Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru)
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru),

Аннотация

В наше время существует огромная проблема, связанная с состоянием призабойной зоны пласта, так как от неё существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Многие нефтегазовые компании прекращают нефтедобычу, оставляя до 65% нераздобытой нефти, из-за отсутствия технологий. При бурении скважин и взаимодействия бурового раствора с пластовыми флюидами нарушается проницаемость призабойной зоны пласта. Для достижения положительного результата разрабатывается огромное количество технологий, которые формируют благоприятные пластовые условия для нефтегазодобычи. В данной статье будет рассмотрены некоторые способы обработки призабойной зоны пласта, которые должны улучшить проницаемость.

Ключевые слова

Призабойная зона пласт, вязкоупругая отводящая кислота, проницаемость, кислотная обработка, самоотводящая кислотная система.

Теория

При бурении в продуктивном коллекторе в связи с нарушением напряженного состояния пород в приствольной зоне, проникновением фильтрата бурового и цементного раствора в пласт, взаимодействием с пластовой газожидкостной смесью и горной породой происходят сложные физико-химические процессы. Фильтрат, проникая в продуктивный пласт, резко уменьшает проницаемость последнего для нефти и газа. При наличии в породах трещин может проникать в пласт и твердая фаза буровых растворов. При гидроразрывах пластов значительное количество бурового раствора поступает в пласт, блокируя продвижение флюида к скважине. [1]

Зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, можно, если и не предотвратить их влияние, то хотя бы максимально снизить их негативный эффект. Все известные буровые растворы в той или иной степени отрицательно влияют на ПЗП за счет прохождения фильтрата в пласт; частичного проникновения в поры пласта твердой фазы; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воду в порах и др. [1]

Кислотные обработки скважин предназначены для улучшения проницаемости призабойной зоны, что напрямую влияет на продуктивность скважин. В процессе разработки и эксплуатации скважины проницаемость пласта неизбежно ухудшается. На коллекторские свойства призабойной зоны пласта оказывают влияние естественные процессы кольматации, выпадение асфальто-смоло-парафинов (АСПО), образование

солей, глинистых и цементных корок, коррозионных отложений. Кислотные обработки скважин, в том числе, соляно-кислотные и глино-кислотные увеличивают проницаемость призабойной зоны, восстанавливая ее коллекторские свойства за счет растворения солей и АСПО, карбонатных и силикатных компонент породы-коллектора и расширения каналов фильтрации. Кислотные обработки скважин применяются как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах. [3]

Промывка скважин растворителями и ПАВ может применяться как в качестве самостоятельной операции, так и в качестве вспомогательной в сочетании с кислотной обработкой скважин. Основной целью промывки скважин является удаление АСПО и механических примесей из призабойной зоны скважины. [2]

Принцип действия растворителей основан на двух механизмах: снижении сил сцепления частиц АСПО с поверхностью породы и непосредственном растворении массы АСПО. В результате происходит очистка призабойной зоны и улучшается гидравлическая связь скважины с удаленной частью пласта. Для очистки скважин применяются как индивидуальные органические растворители, так и многокомпонентные составы. Наибольшей эффективности можно добиться горячей промывкой скважин, нагревая растворители перед закачкой или подавая растворители вместе с паром. [2]

Действие ПАВ, подаваемых в пласт в виде водных растворов, основано на адсорбции ПАВ на поверхности раздела фаз, что приводит к существенному изменению молекулярно-поверхностных свойств породы, пластовой воды и нефти. Функциями ПАВ являются стимулирование смачивающей способности вытесняющей воды; снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода; вытеснение нефти с поверхности породы. Механизм действия ПАВ при вытеснении нефти водой заключается в уменьшении капиллярного сопротивления движению водонефтяной смеси и трансформации связанной (с породой) нефти в свободную. При использовании в призабойной зоне пласта растворов ПАВ проявляются их отмывающие и гидрофобизирующие свойства. Это способствует не только очистке призабойной зоны от примесей, но и увеличению скорости и полноты вытеснения воды нефтью из ПЗП. [2]

Исходя из всего вышеперечисленного, решение об использовании метода кислотной обработки призабойной зоны пласта, является самым рентабельным и действенным, с использованием датчиков, регулирующих концентрацию кислоты, дабы предотвратить лишнего разъедания карбонатного пласта и тем самым не ухудшая проницаемость. А именно в процессе заполнения кислотой приборы в режиме реального времени будут реагировать на физико-химические свойства жидкости закачивающейся в скважину.

В скважину будет закачиваться вязкоупругая отводящая кислота. По мимо кислотных, также планируется добавить температурные датчики, так как упругие свойства кислоты сохраняются при забойных температурах между 79 и 121 ° С.

При проектировании дизайна кислотных обработок необходимо обоснованно рассчитывать скорость закачки реагентов, объем кислотного состава, объем самотоклоняющиеся кислотной системы (СКС), количество циклов закачки рабочих жидкостей для прогноза продуктивности скважины после обработки и оценки

ожидаемой прибыли за счет проведения кислотной обработки. Такой прогноз возможен на основе математического моделирования процесса кислотного растворения неоднородных карбонатных коллекторов с применением СКС. При создании математической модели фильтрации кислотного состава на основе вязкоупругих ПАВ необходимо численно охарактеризовать происходящую химическую реакцию на основе экспериментальных данных и корреляционных зависимостей по кинетике реакции, реологии СКС. При этом эффективность кислотной стимуляции во многом зависит от скорости массопереноса и кинетики поверхностной реакции между кислотой и карбонатной породой. Определение константы скорости и порядка реакции растворения известняка в СКС является актуальной задачей. [4]

Рисунок 1 Вязкоуругая самотоклоняющиеся кислота

Выводы

Исходя из написанного в данной статье следует, что проблема ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта существенно ухудшает разработку нефтяных месторождений. Описанный метод кислотной обработки вязкоупгугой самоотводящей кислотой позволяет восстановить первоначальную проницаемость пласта.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне, доктору технических наук, профессору, заведующему кафедры современных технологий бурения скважин Соловьеву Николаю Владимировичу, преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Воропаев Ю.А. Мацко А. В. Заканчивание скважин: практикум – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 155 с.

2. Ковалев Е.Н. Оценка эффективности применения соляно-кислотных обработок на X нефтяном месторождении (ХМАО). НИ ТПУ, 2016.

3. НИПИморнефтегаз. Кислотные составы и технологии их применения для увеличения продуктивности (приемистости) скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» – г. Вунг Тау 2012 г. – 35 с.

4. Савенок О.В. Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.

Разработка технологии сепарации газа от грунтовых вод в стволе скважины – SepGas.

Савинских Д.А.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, dmitry.savinskikh@gmail.com), Машкова Анастасия Михайловна (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Соловьёв Николай Владимирович (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Щербакова Ксения Олеговна (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru) Овезов Батыр Аннамухаммедович (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

В наше время множество газовых месторождений России имеют возраст скважин в среднем 30 лет и в данный момент они находятся на завершающей стадии эксплуатации. Это сопровождается обводнением вплоть до самозадавливания, что выводит скважину из эксплуатации.

Решение – применение газосепаратора в стволе скважины, благодаря которому происходит разделение жидкости и газа.

Ключевые слова

Нефтегаз, обводнение, сепарация, газосепаратор

Теория

1. Анализ причин обводнения продукции скважин.

Причинами обводнения скважин выступают такие факторы, как подъем газоводяного контакта, поступление нагнетаемой и контурной воды по пласту, потеря герметичности ЭК, подтягивание конуса подошвенной воды и заколонная циркуляция. Это наиболее частые факторы.

Рисунок 1. *Иллюстрации типов обводнения скважин.*

Некачественное цементирование эксплуатационных колонн сопровождается образованием вертикальных трещин в цементном камне, по которым вода под давлением проникает из ниже или вышележащих пластов в интервалы перфорации. Также большой проблемой является трещиноватость коллекторов (в основном это касается карбонатных пластов).

Для устранения такого рода нарушений применяются высокопрочные изолирующие жидкости, а так же менее прочные жидкости на гелевой основе, что является вредным для экологии, так как некоторые химикаты из геля попадают в грунтовые воды, тем самым загрязняя их. Жидкости на гелевой основе применяются и при подъёме конуса подошвенной воды к интервалам перфорации, в данном случае они создают подушку, через которую вода не может пройти, однако данный способ неэкологичен, снижает дебит скважины, поскольку закупориваются отверстия перфорации, а также имеет не гарантированный результат, поскольку проницаемость пород в каждом промежутке разная.

2. эксплуатация скважин с приминением технологии сепарации газа от грунтовых вод в стволе скважины (SepGas).

Суть представленной технологии в первом варианте состоит в установке системы, состоящей из центробежного газосепаратора и скважинного насоса внутри скважины, установка газосепаратора производиться выше зоны перфорации, а установка скважинного насоса в интервале близлежащего водоносного горизонта. При повышенном обводнении в ствол скважины попадает не только газ, но также вода. Поднятие этой воды, дегазация и обратная закачка требует финансовых и энергетических затрат.

Решением может послужить как раз таки отделение воды от газа на этапе поступления их в эксплуатационную колонну.

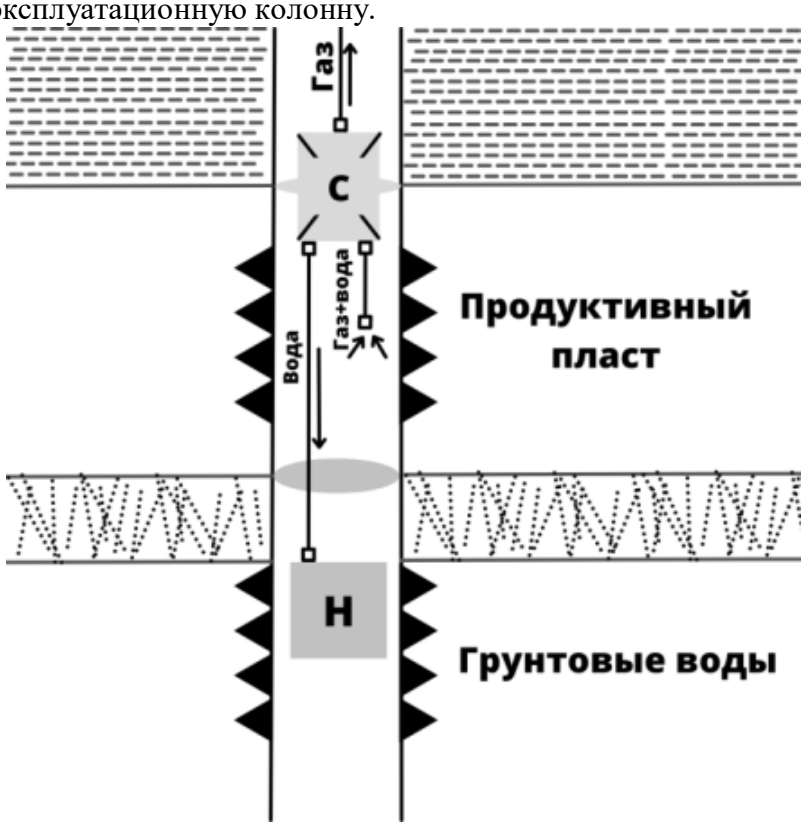


Рисунок 2. *Схема устройства технологии сепарации газа, первый вариант.*

Командой проекта разработана также ещё одна схема использования технологии сепарации газа. Она представлена на рисунке ниже.

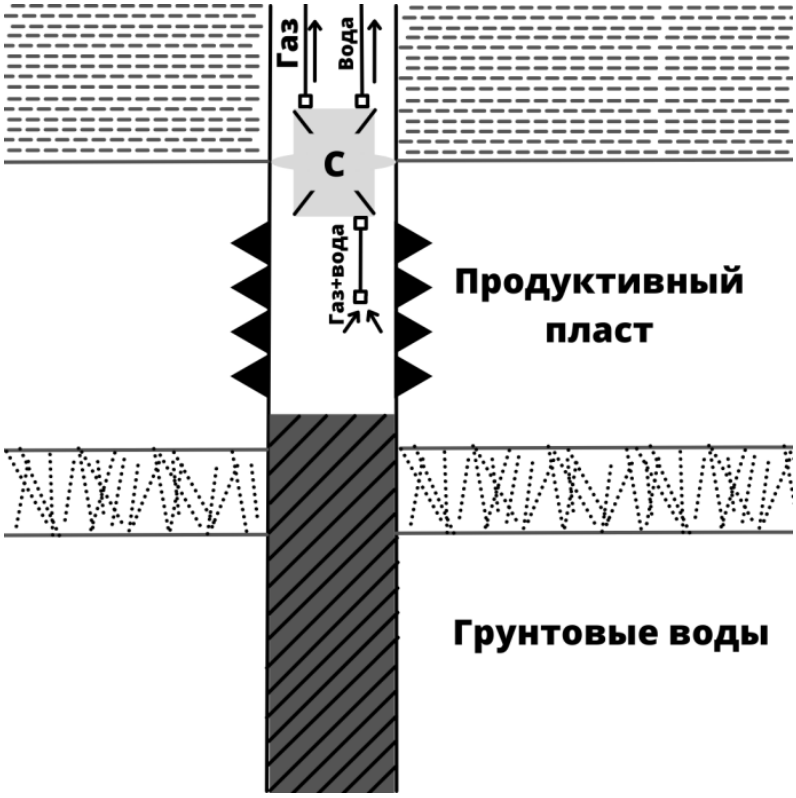


Рисунок 3. *Схема устройства технологии сепарации газа, второй вариант.*

Данная схема отличается от первого варианта тем, что на месте насоса устанавливается цементный мост, а поступающий газ с водой раздельно поднимается наверх, после чего вода утилизируется.

Существуют также и аналоги у данного проекта. Основной аналог это изолирующие вещества (гели), однако как ранее говорилось они приносят большой вред экологии и в ряде случаев неэффективны. Особый интерес представляет газосепаратор от компании ПАО “Газпром”, так как он является фактически аналогом технологии SepGas, но он дорогостоящий и работает на поверхности, что создаёт трудности при выделении места под него и доставкой крупногабаритных комплектующих.

Пункт	Стоимость
1. Газосепаратор SepGas	80-120 т.руб.
2. Центробежный погружной насос	150-200 т.руб.
3. Пакер (2)	60 т.руб.
4.Проведение работ	240 т.руб.
CAPEX:	530-620 т.руб.
Стоимость доставки – 20% от CAPEX	106 т.руб. – 124 т.руб.

Таблица 1. *Стоимость комплектующих, CAPEX и стоимость доставки оборудования.*

Выводы

Преимущества технологии заключаются в экономии ресурсов и энергии на подъём воды до сепараторов на поверхности. Также исключается возможность самозадавливания скважины [2]. При учёте того, что множество месторождений газа сейчас находятся на завершающей стадии эксплуатации возникает проблема высокой обводнённости скважин, что делает в конечном итоге месторождение нерентабельным. Данная технология позволяет сократить финансовые затраты, за счёт уменьшения количества воды, которая поднимается вместе с газом, даже не смотря на то, что дебит самой скважины может несколько уменьшится.

Библиография

1. Дубина Н. И. Механизм обводнения добывающих скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей // — М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. — 109 с.

2. Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П. — Справочное пособие. — М.: Недра, 1992. — 236 с.

3. Тронов В. П. – Сепарация газа и сокращение потерь нефти ; Акад. Респ. Татарстан. - Казань : Фэн, 2002. – 407 с.

4. Арбузов, В. Н. Геология – Технология добычи нефти и газа. Практикум / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганова. - М.: Юрайт, **2019**. - 68 с.

Совершенствование технологического процесса кислотной обработки продуктивных коллекторов с целью повышения нефтеотдачи на Оурьинском месторождении

Садыкова А.Р.* (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», alinka.99.sadykova@mail.ru),
Соловьев Н.В. (ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», solovyevnv@mgri.ru)

Аннотация

В работе изучена геологическая структура пластов Оурьинского месторождения. Показана необходимость проведения кислотных обработок скважин и проведен анализ воздействия различных кислот.

Ключевые слова

Кислотная обработка, терригенный пласт, Оурьинское месторождение, грязевая кислота.

Теория

Продуктивная часть пласта расположена на викуловской и леушинской свитах. Продуктивный пласт сложен переслаиванием песчаников, алевролитов, глин. Песчаники серые, буро-серые, желтовато-серые, крупно-, средне-, мелкозернистые, горизонтально-, параллельно, полого-, косоволнистые, а также с беспорядочной слоистостью, неизвестковые, часто образуют линзы и включения. В подошвах песчаников присутствуют эрозионные контакты. Алевролиты серые, светло-, темно-серые, неизвестковые, глинистые, встречаются с нарушенными прослоями песчаников, пятнисто-полосчатые деформационные с косой, градационной, реликтово-волнистой слоистостью. Глины темно-серые, алевролитовые, некрепкие, плотные, горизонтально-, микрослоистые.

Леушинская свита (верхи готеривского, барремский и низы аптского яруса) в большей части разреза сложена переслаиванием песчаников и алевролитов светло-серых и серых с прослоями глин и глинистых сидеритизированных известняков толщиной до 3,2 м. Низы свиты (около 30 м) представлены чередованием глин аргиллитоподобных, серых с пластами алевролитов, глинистых известняков и песчаников. Для пород характерен обугленный растительный детрит и остатки растений. Толщина леушинской свиты изменяется от 163 м до 175 м. Кровлю леушинской свиты контролирует отражающий сейсмогоризонт М.

Викуловская свита (аптский ярус) условно подразделяется на 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена алевролитами, песчаниками серыми с единичными маломощными (до 1,6 м) прослоями серых алевролитовых глин, известковистых разностей. Верхняя подсвита сложена светло-серыми и серыми песками и песчаниками, алевролитами с единичными маломощными (до 1,3 м) прослоями серых алевритовых глин известковистых разностей. Породы слабо каолинизированы. В породах отмечается значительное количество рассеянного растительного детрита,

редкие отпечатки растений, сидерит, встречаются единичные раковины фораминифер. Общая толщина викуловской свиты составляет 104 м. Отражающий сейсмогоризонт М' контролирует кровлю викуловской свиты [2].

Продуктивная часть Оурьинского месторождения представляет собой полимиктовый терригенный коллектор с глинистым цементом. Содержание минералов варьируется в следующих интервалах (% масс.): кварц -35-46; полевые шпаты – 23-30; глинистые минералы – 28-34. Глинистые минералы представлены каолинитом, хлоритом, иллитом и слюдами (мусковит, биотит).

Коллекторы терригенной природы порового типа, который характеризуется межзерновыми пустотами, которые еще называют гранулярными. Фильтрационная способность терригенных пород зависит от минерального состава, количества и характера распределения снижающей проницаемость породы глинистой примеси. Самые лучшие фильтрационные свойства показывают кварцевые пески, поскольку сорбционная способность кварца очень низкая. Полимиктовые песчаники, вследствии своего таблитчатого облика, наличия трещин спайности и повышенной сорбционной емкости слагающих их минералов, обладают значительно более низкой способностью фильтрации флюидов [3].

Кислотная обработка является наиболее эффективным и широко применяемым методом воздействия на призабойную зону пласта для увеличения или восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. При этом успешность обработки во многом зависит от сочетаемости подобранной кислотной композиции и минералогического состава обрабатываемого пласта, так как химические реакции, являются ключевым фактором данного геолого-технического мероприятия.

Наиболее широко применяемой кислотной композицией для обработки терригенных коллекторов с повышенным содержанием глин является грязевая кислота, которая представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот в разных процентных соотношениях. Однако реакции плавиковой кислоты с глинистыми минералами сопровождаются образованием малорастворимых и нерастворимых соединений (фторсиликаты и фторалюминаты щелочных и щелочноземельных металлов, студенистый гель гидроксида кремния, гидроксид трехвалентного железа), которые при достижении критической концентрации или по мере нейтрализации кислоты (снижения pH рабочего раствора) выпадают в осадок. Нежелательные осадки способны приводить к кольматации пор пласта, что может оказаться причиной резкого снижения продуктивности скважин. Кроме того, применение грязевой кислоты в обработках заглинизированных терригенных коллекторов сопряжено с различными трудностями, осложняющимися также ее токсичностью и высокой коррозионной активностью.

На рисунке 1 показано проведение эксперимента. Эксперимент предусматривал проведение кислотной обработки путем закачки грязевой кислоты. Однако при отработке технологии закачки стало очевидно, что при реакции грязевой кислоты с породой образуются вторичные осадки, оказывающие кольматирующее действие на породу и уменьшающие ее проницаемость. В результате было принято решение первоначально прокачать 6% раствор соляной кислоты, и после этого прокачать грязевую кислоту (6% HCl+0,5% HF). После этого осуществлялась фильтрация стабилизатора глин (3% NH_4Cl), а затем осуществляли закачку пластовой воды в том же

направлении (от скважины в пласт) до стабилизации перепада давления. В результате проницаемость по воде увеличилась на 13%.

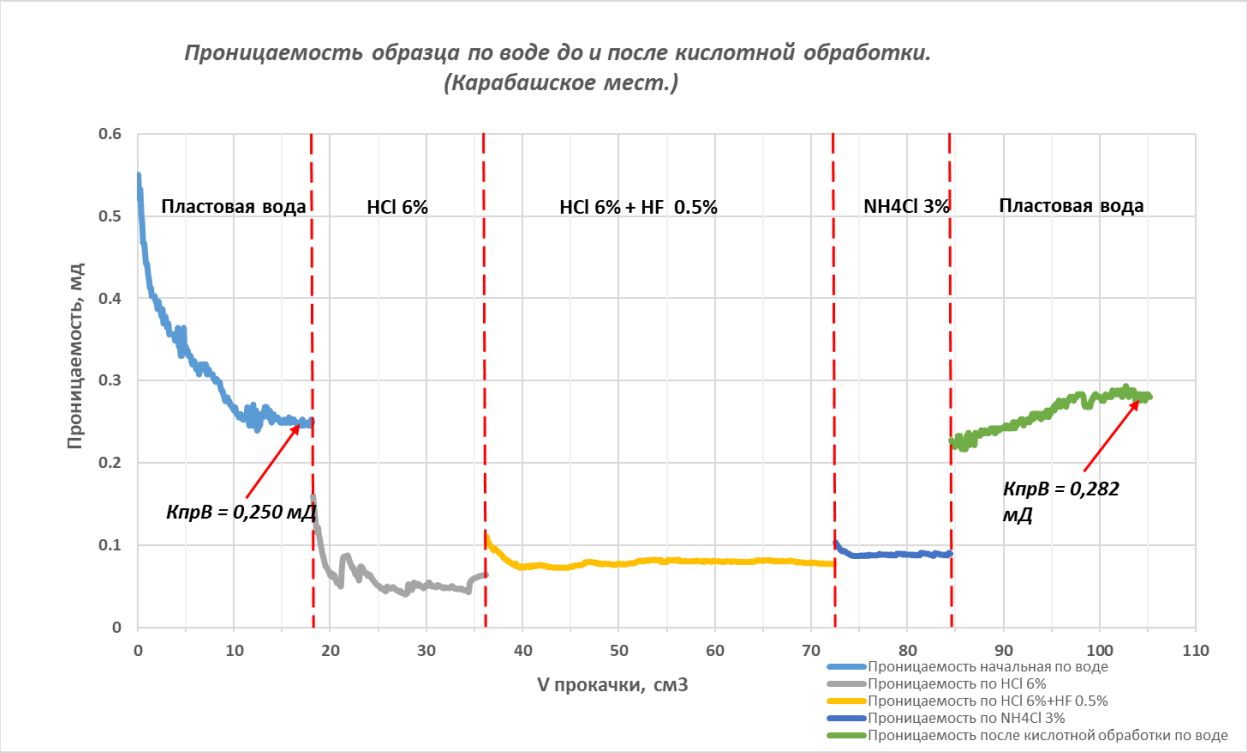


Рисунок 1. *Проницаемость по воде до и после кислотной обработки.*

Выводы

При выборе кислотных составов и технологий для обработки прискважинной зоны пласта необходимо соблюдать ряд условий:

- Кислотные составы должны сохранять матрицу породы (для предотвращения выноса освобожденных зерен породообразующих минералов),

- Удерживать в виде суспензии мелкие частицы цемента (каолинит, гидрослюда, хлорит), отделившиеся от стенок поровых каналов,

- Способствовать предотвращению выпадения нерастворимых осадков – продуктов реакции в поровом пространстве пород-коллекторов.

При проектировании кислотных обработок необходимо учитывать количество кислоторастворимых минералов в составе терригенного коллектора. Кроме того, при выборе технологий по закачке кислотных составов в призабойную зону пласта решающую роль играют строение порового пространства и тип коллектора [1].

Одним из основных принципов выбора кислотных композиций для обработки заглинизированного терригенного коллектора является обеспечение максимально

возможного количества растворенной породы при минимальном количестве нежелательных осадков.

Другим важным фактором является избирательность воздействия кислотной композиции на минералы, составляющие полимиктовый коллектор. Преимущественное воздействие кислотных составов на минералы глинистого цемента является причиной низкой эффективности кислотных обработок в терригенных коллекторах [4]. Такое воздействие приводит к разрыхлению и переносу частиц кварца и глины, которые способны закупоривать коллектор.

Породы Оурьинского месторождения имеют в своем составе большое количество глин и гидрослюд, которые в процессе фильтрации нефти и воды срываются со стенок пор и переносятся в поровом пространстве, кольматируя его. Это приводит к дополнительным осложнениям при выборе кислотного состава для кислотной обработки.

Благодарности

Я, Садыкова Алина Руслановна, выражаю благодарность своему научному руководителю, д.т.н. профессору Соловьеву Н. В., за помощь в развитии моей магистерской работы и научного проекта; зав. лабораторией ФГБУ «ВНИГНИ" к.т.н. Звездову А. В. за помощь в написании статьи.

Библиография

1. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Середа Н.Е. и др. «Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов». Обз.инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. - 104 с.

2. И.П.Пуртова. Отчет «Оперативный подсчет начальных и извлекаемых запасов углеводородного сырья Оурьинского месторождения на лицензионных участках Карабашский 1 и Карабашский 2», Тюмень, ЗАО «Евротэк-Югра», 2014 г.

3. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А.Магадова, Л.И.Толстых и др. – М.:Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, 2016. – 350 с.

4. Янин А.Н. «Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири». Т.мень-Курган, Изд-во «Зауралье», 2010 – 608 с.

Методика определения основного показателя планирования проведения ремонтно-восстановительных работ на технологических скважинах

Сырчина А.С.* (МГРИ, syrchinaas@mgri.ru), Арсентьев Ю.А. (МГРИ, arsentievia@mgri.ru), Назаров А.П. (МГРИ, nazarovap@mgri.ru)

Аннотация

Периодичность проведения ремонтно-восстановительных работ технологических скважин с целью восстановления их производительности является важным этапом не только в условиях действующих предприятий отрасли, но и при проектировании новых предприятий ПВ, занимающихся отработкой гидрогенных месторождений скважинными системами.

К настоящему времени для обоснования периодичности проведения восстановительных обработок технологических скважин, предлагалось использовать экономический (стоимостной) критерий, который не нашел широкого применения в виду, своего субъективного характера и сложности содержания формулы для его определения.

Данная работа представляет собой попытку разработать простой и объективный критерий для определения периодичности проведения РВР на технологических скважинах.

Ключевые слова

Технологические скважины, ремонтно-восстановительные работы, длительность межремонтного цикла.

Теория

Практика эксплуатации скважинных систем подтверждает, что эффективность способа скважинного подземного выщелачивания (СПВ) зависит непосредственно от поддержания производительности технологических скважин на оптимальном или достигнутом уровне.

В процессе отработки рудных залежей производительность технологических скважин постепенно снижается вследствие геолого-гидрогеологических особенностей отрабатываемых месторождений и связанных с этим различных видов кольматации фильтров и прифильтровых зон (ПФЗ) скважин: механической, химической, газовой, комплексной.

Важными внешними факторами, влияющими на интенсивность снижения производительности, являются:

- конструкция скважины;
- применяемые типы труб эксплуатационных колонн и фильтров;
- температурные режимы воды продуктивного горизонта и рабочих растворов;
- другие технико-технологические особенности добычи металла.

В связи с этим на скважинах, производительность которых достигает минимально допустимого уровня, выполняются различные виды ремонтно-восстановительных работ (РВР): эрлифтные прокачки, пневмоимпульсная обработка, обработка с использованием гидроимпульсов, химическая обработка ПФЗ, комбинированные методы обработок. Некоторая обобщенная информация по техническим средствам и технологиям РВР приведена в работах [1, 2, 3].

При этом следует отметить, что в настоящее время разработка графика выполнения РВР, выбор вида ремонтных работ и определение количества скважин, подлежащих ремонту, не имеют математического обоснования.

Для разработки плановой системы проведения РВР технологической скважины предлагается в качестве основного показателя принять показатель времени в виде длительности межремонтного цикла эксплуатации технологической скважины (МРЦ) $T_м$ при ее допустимой максимальной производительности, зависящей от правильного выбора вида РВР. Этот показатель позволяет заранее планировать сроки выполнения РВР и выбирать соответствующие технические средства для их выполнения.

Длительность МРЦ технологической скважины определяется скоростью падения производительности скважин, которая, в свою очередь, зависит от геохимических свойств и гранулометрического состава пород продуктивного горизонта, конструкции и скважности фильтров закачных и откачных скважин; способа подачи рабочих растворов в закачные скважины в режиме свободного налива или нагнетанием под избыточным давлением на устье; применяемого способа подъема продуктивных растворов: насосный, эрлифтный, или иной; методов и технических средств выполнения РВР и других факто-ров.

В качестве теоретической базы для вывода основной формулы, позволяющей находить длительность МРЦ после проведения РВР, предлагается использовать расчетную схему, показанную на рис. 1.

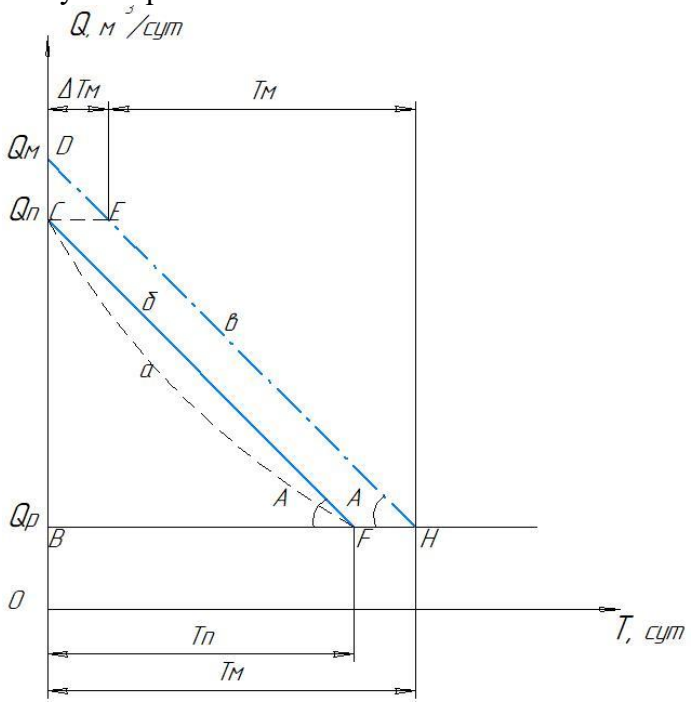


Рисунок 1. Графики изменения производительности технологической скважины во времени,

где а- экспоненциальная функция; б-линейная функция до проведения РВР; в-линейная функция после проведения РВР;

$Q_п$ - проектная (плановая) производительность технологической скважины, $м^3$/сут.;

$Q_р$ - производительность вывода технологической скважины в ремонт, $м^3$/сут.;

$Q_м$ - максимальная производительность ввода технологической скважины в эксплуатацию после проведения РВР, $м^3$/сут.;

$Т_п$ - длительность МРЦ при проектной производительности технологической скважины, сут. (10 ÷ 20 суток);

$Т_м$ - длительность МРЦ при максимальной производительности технологической скважины после проведения РВР, сут.

При этом расчет выполняется с учетом следующих допущений:

1. Для описания характера изменения производительности технологической скважины во времени принимается экспоненциальная зависимость, аналогичная разработанной для водозаборных скважин [4].
2. Экспоненциальная зависимость изменения производительности технологической скважины во времени аппроксимируется линейной функцией.
3. Линейный характер изменения производительности технологической скважины во времени после проведения РВР остается неизменным.
4. Величина интенсивности снижения производительности технологической скважины во времени до и после проведения РВР сохраняется постоянной.
5. Длительность подготовки к проведению и проведение РВР не учитывается в связи с её относительной малостью.

Как следует из рисунка 1 треугольник DCE подобен треугольнику DBH. Из подобия указанных треугольников можно сформировать следующую пропорцию:

$$\frac{BC}{CD} = \frac{BH}{CE} \tag{1}$$

или с учетом принятых обозначений:

$$\frac{Q_м - Q_р}{Q_м - Q_п} = \frac{Т_м}{\Delta Т_м} \tag{2}$$

Но так как изменение длительности равно Δ Тм=Тм-Тп, то пропорция(2) принимает следующий вид:

$$\frac{Q_м - Q_р}{Q_м - Q_п} = \frac{Т_м}{Т_м - Т_п} \tag{3}$$

В свою очередь, производительность вывода технологической скважины в ремонт $Q_р$ составляет $k \cdot Q_п$, где k – коэффициент пропорциональности, значение которого принимается на усмотрение предприятия, поэтому пропорция (3) может быть представлена в следующем виде:

$$\frac{Q_м - k \cdot Q_п}{Q_м - Q_п} = \frac{Т_м}{Т_м - Т_п} \tag{4}$$

Или в виде равенства:

$$(Q_м - k \cdot Q_п) \cdot (T_м - T_п) = T_м \cdot (Q_м - Q_п) \quad (5)$$

После чего раскроем скобки и выполним простейшее математическое преобразование, тогда будем иметь

$$(Q_м - k \cdot Q_п) \cdot T_п = (1 - k) \cdot T_м \cdot Q \quad (6)$$

При решении равенства (6) относительно длительности МРЦ для технологической скважины после проведения РВР получается следующая зависимость:

$$T_м = \frac{T_п}{(1 - k) \cdot Q_п} \cdot (Q_м - k \cdot Q_п) \quad (7)$$

Или

$$T_м = \frac{T_п \cdot Q_п}{(1 - k) \cdot Q_п} \cdot \left(\frac{Q_м}{Q_п} - k\right) \quad (8)$$

Или

$$T_м = \frac{T_п}{(1 - k)} \cdot \left(\frac{Q_м}{Q_п} - k\right) \quad (9)$$

где: $Q_м$ / $Q_п$ = $k_в$ - коэффициент восстановления производительности технологической скважины.

Тогда с учётом введённого обозначения основная формула принимает окончательный вид:

$$T_м = \frac{k_в - k}{1 - k} \cdot T_п \quad (10)$$

Выводы

Выбранный методологический подход позволяет в первом приближении предусмотреть своевременное проведение РВР и принять решение о выборе технических средств и технологий, а также получить информацию о количестве скважин, подлежащих ремонту.

В настоящей работе не рассматриваются такие вопросы, как продолжительность времени РВР; параметры, определяющие прекращение их выполнения.

Библиография

1. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Ремонтно-восстановительные работы для повышения производительности технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №6, с.52-57.

2. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Методы и технические средства обработки фильтров и прифильтровых зон технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №7, с.40-44.

3. Иванов А.Г., Михайлов А.Н., Иванов Д.А., Арсентьев Ю.А., Соловьев Н.В., Назаров А.П. Специальные работы для восстановления и поддержания рабочего состояния эксплуатационной колонны технологических скважин. Разведка и охрана недр, 2020, №8 с.40-45.

4. Ивашечкин В.В., Шейко А.М. К расчету межремонтных периодов скважинных водозаборов с учетом старения скважин. Вестник «Наука и техника», БНТУ, 2006, №6, с. 5-10.

Research on improving the efficiency of shale inhibition of non-clay polymer type drilling fluid applied in Russia-Vietnam Joint Venture-Vietsovpetro

Van Tu Truong* (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, truongvantu@humg.edu.vn),
Tien Hung Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, nguyentienhungdk@humg.edu.vn),
Khac Long Nguyen (Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam, nguyenkhaclong@humg.edu.vn)

Abstract

Vietsovpetro Joint Venture have mainly used two types of drilling fluid with shale inhibitive properties in drilling process: Ultradil system of MI-Vietnam company and non-clay polymer type drilling fluid system (temporarily called the Prodril system) produced by Vietsovpetro itself. Ultradil system shows good performance in actual drilling conditions but having a high cost. In contrast, the Prodril mud system revealed many weaknesses when working in high temperature conditions. Therefore, it is important to research on improving the shale inhibition efficiency of non-clay polymer systems produced by Vietsovpetro in high temperature conditions. A new formulation for the Prodril system in order to improve shale inhibiting ability under high temperature conditions have been proposed.

The results showed that the parameters of the Prodril system completely met the technical requirements of Vietsovpetro, the shale inhibitive ability of Prodil mud system was equivalent to that of Ultradril system

Keywords

inhibitive drilling fluids, shale inhibition, Ultradril, Prodril, swelling of shale

Theory

During the drilling process through strata with high content of active clay minerals, Russia-Vietnam Joint Venture-Vietsovpetro mainly uses two types of shale inhibitive drilling fluids: Ultradil of MI-Vietnam company and non-clay polymer type drilling fluid system (temporarily called the Prodril system) produced by Vietsovpetro itself [4]. The Ultradril system shows many advantages under high temperature conditions (130oC) with the stable properties of the viscosity, rheology, and pH and the high stability capacity of the polymer. However, the production cost of this system is very high. The Prodril mud system produced by Vietsovpetro have a lower cost than Ultradril but the shale inhibitation level has been decreased sharply in high temperature conditions (1300C). This is explained by the fact that in the high temperature environment, the pH of the solution drops sharply, leading to the polymers being easily oxidized, cutting the chain and working inefficiently [1, 2, 3].

On that basis, the authors conducted experiments, suggested a new formulation for the Prodril mud system by adjusting the original formulation as well as adding new additives to achieve superior properties similar to the Ultradril system.

The experiment was conducted in 3 steps as follows: step 1: the mud system is heated at 1300C for 40 hours; step 2: add antibacterial agents and store for 2 weeks; step 3: After the storage period, the second time of the heating process will be performed with the same temperature and time as the first time.

After completing the above experimental procedure, the authors evaluated, analyzed and selected a new formulation for the Prodril system (Table 1).

Table 1. The new formulation of the Prodril mud system

	Compound	Function	Content (litre)
	Water	Continuous phase	1
	Na_2CO_3	Removing Ca^{++}	0,5
	AntiO	Antioxidant	5
	HyprCap	Shale inhibition	10
	DPEC_Shale (Protex-Sta or glycol)	Shale inhibition	30
	Defoamer	De-foaming	2
	Pac LV	Filtration control	8-10
	DPEC-HT	Filtration control	5
	Polyhib	Stability of polymer, pH control	20
0	Xanthan gum	Viscosifier	2,5
1	KCl	Shale inhibition	100
2	Soltex	Filtration control, borehole stability control	12
3	Lubricant	Decreasing moment	20
4	Sulfate-reducing Bacteria	Bacterial Control	2
5	$CaCO_3$ F	Reducing filter cake thickness	30
6	Barite	Weighting agent	1000

Compared to the original Prodril mud system, some additives have been added: AntiO absorbing oxygen in the system, preventing oxidation; DPEC_Shale (Protex-Sta or glycol) minimizing the clay swelling; PolyHib substituting for NaOH with the capacity of ensuring the pH stability of the solution in high temperature conditions and increasing the thermal stability of the polymers in the system.

After performing experiments under different conditions, the properties of the Prodril mud system have been submitted (table 2).

In addition, to evaluate the shale inhibition ability of the Prodril mud system, an experiment of measuring the shale swelling level when exposing the shale sample in two systems of Ultradril and Prodril solutions with different conditions using a Swell Meter has been performed. The experiment results have been shown in Figure 1.

Table 2. Properties of the Prodril mud system.

Properties	Unit	Prodril		
		Before heating	After the first heating procedure	After the sencond heating procedure
1) Density	G/cm^3	1,62	1,62	1,62
2) Funnel viscosity	s	65	62	56
3) Gel strength $_{1/10}$ (Fann)	lb/100 ft^2	10/12	11/13	10/12
4) Filtration API	cm^3/30 minutes	4,3	3,4	2,9
5) Filtration rate in high temperature conditions	cm^3/30 minutes	-	13	12
6) PV	MPa·s	37	40	39
7) YP	lb/100 ft^2	50	49	48
8) V_6	--	12	13	12
9) pH	--	9,5	9	8,5
10) Момент	-	-	15	14
11) Filter cake thickness	mm	1	1	1

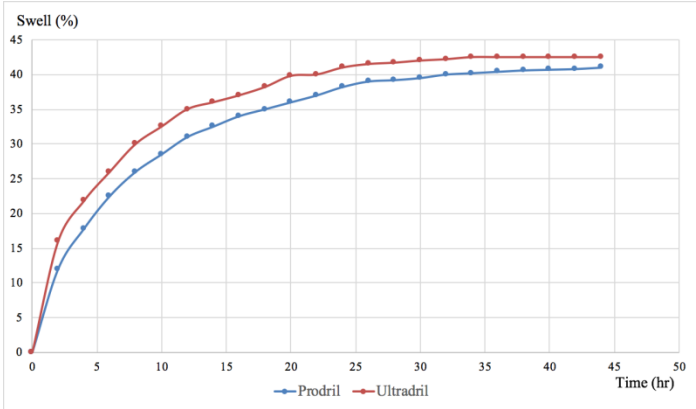


Figure 1. *Swelling of shale samples when exposed in different drilling fluid systems.*

Based on the parameters and inhibitive ability of the Prodril mud system, the some comments have been presented as follows:

• The funnel viscosity decreased slightly by 14% after finishing the second heating procedure (from 65 to 56 seconds) (table 2). This shows that a small part of the polymer is destroyed under high temperature conditions [1, 2, 3, 5]. The funnel viscosity before and after the first heating procedure is not much different, showing that the solution is stable;

• Parameters V6 and gel strength (Gel 1/10) are almost unchanged before and after heating and meet the technical requirements;

• The PV (Plastic Viscosity) property after heating increased while YP (Dynamic shear stress) decreased but not significantly, this was explained by a small part of the polymer being destroyed;

• The YP/PV ratio is greater than 1, meeting the technical requirements for heavy drilling fluids with high solid phase content;

• The pH of the Prodril mud system did not decrease significantly (pH = 9.5 after the first heating procedure and pH = 9 after the second heating procedure) (table 2);

• The filtration rate before and after heating meet the technical requirements. The filtration rate after heating is smaller than before heating (table 2), showing that the additive “DPEC-HT”, “Soltex” works more effectively in the high temperature environment [4, 6].

• The shale inhibition capacity of the ProDril mud system is very high, which tends to be better over time than that of the Ultradril mud system (Figure 1).

Conclusion and recommendations

From the above studies, some conclusions and recommendations are proposed as follows:

Prodril mud system with stable parameters, good shale inhibition ability can completely replace the Ultradril mud solution when drilling in the condition of rocks containing high active shale content in the continental shelf of Vietnam under the management of Vietsovpetro;

Propose to test the Prodril mud solution at an actual well of Vietsovpetro Joint Venture;

Analyze the activity mechanism of additive with tradenames being used in the formulation of the Prodril mud system.

References

1. Булатов А.И., Пеньков А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по промывке скважин.-М.: Недра,1984.-317 с.

2. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ.-М.: Недра, 1985.-509 с.

3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: «Летопись», 2005.-664 с.

4. VSP-000-PK-637 «Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро».

5. Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И., Мулюков Р.А. Смазочное действие сред в буровой технологии. – М.: Недра, 1993. – 272 с.

6. РД VSP-000-PK-650 «Технические требования к качеству и основные методики проведения лабораторных испытаний химических реагентов и материалов для бурения, капитального ремонта и кислотной ОПЗ скважин в СП «Вьетсовпетро» от 01.12.2015

Инклинометр МГРИ – Вибрации во время бурения

Шихбабаева Е.Г.* (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, shishbabaeva@gmail.com), Соловьёв Н. В. (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru), Овезов Б.А. (Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru), Машкова А.М. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru), Щербакова К.О. (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru)

Аннотация

В исследовании рассматривается проблема возникновения различных видов вибраций во время бурения нефтяных и газовых скважин. В результате этих процессов происходит ускорение износа оборудования и его поломка. Это приводит к огромным финансовым потерям нефтяных компаний, так как затрачивается время на извлечение застрявшего в скважине оборудования, а в некоторых случаях закрытие скважин.

В качестве решения предлагается создание прибора «Инклинометр МГРИ», который способен измерять осевую, торсионную и радиальную вибрацию.

Ключевые слова

Радиальная вибрация, осевая вибрация, торсионная вибрация, инклинометр, акселерометр.

Теория

При бурении нефтяной или газовой скважины диаметр скважины значительно больше, чем внешний диаметр у большинства компонентов бурильной колонны. Круговое пространство между бурильной колонной и стенкой ствола скважины называется кольцевым пространством. Бурильная колонна при бурении нефтяных и газовых скважин всегда имеет определенную степень свободы для бокового движения и ничто не ограничивает некоторое боковое движение колонны, кроме самой стенки ствола скважины, что приводит к боковым вибрациям [2].

При обычном бурении примерно 15% от общего веса бурильной колонны приходится на долото и используется для бурения ствола скважины. Основной вес колонны остается в виде веса на крюке. Низкая осевая жесткость бурильной колонны и связанные с этим эксплуатационные ограничения также допускают нежелательные осевое движение в направлении вверх (осевая вибрация) (Рисунок 2) всякий раз, когда разрушающая сила долота начинает выравниваться с прочностью на сжатие разбуриваемой породы (смена горных пород).

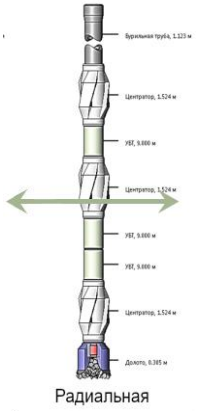


Рисунок 1. *Радиальная вибрация*

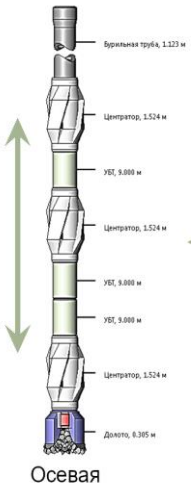
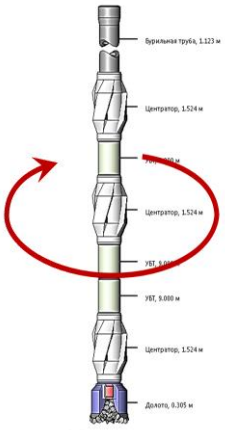


Рисунок 2. *Осевая вибрация*

Бурильная колонна изготавливается из стали. Сталь упруга до определенной приложенной нагрузки (предел упругости). Это означает, что ниже предела упругости она восстанавливает свою первоначальную форму после полного снятия нагрузки, и не остается поддающейся измерению остаточной деформации. При обычных операциях бурения предел упругости стали не превышается. Однако упругость стали по отношению к форме и масштабу бурильной колонны приводит к низкой крутильной жесткости колонны [2]. Благодаря этой гибкости также существует замечательная степень свободы во вращательном движении - вперед и назад (торсионная вибрация) (Рисунок 3). Это приводит к повреждениям бурильной установки [3].



Торсионная

Рисунок 3. *Торсионная вибрация*

На поверхности бурильная колонна вращается с постоянной скоростью. Однако, скорость вращения на забое у долота не постоянна, а колеблется около значения, которое прилагается к колонне на поверхности [1]. Колебания частоты вращения могут достигать серьезных уровней, когда долото полностью останавливается на короткий момент времени (подлипает). Из-за продолжающегося вращения привода на поверхности, бурильная колонна продолжает накручивать пружину и после короткого времени подлипания долото вынуждено догонять созданную разницу оборотов в скважине и на поверхности. Следствием этого является фаза ускорения вращения КНБК до пиковых скоростей, в два или три раза превышающих скорость вращения на поверхности (Рисунок 4).

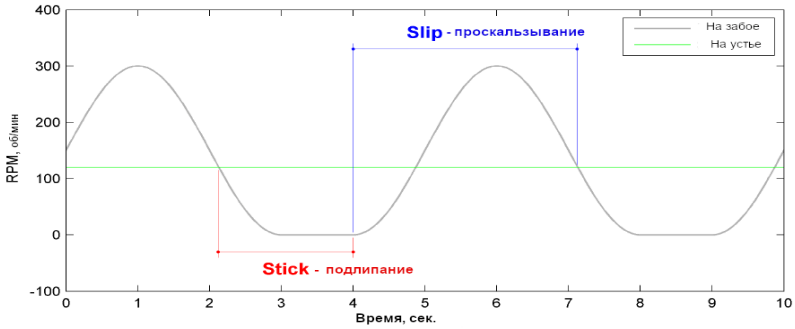


Рисунок 4. *График ускорения вращения КНБК*

На диаграмме (Рисунок 5) показана схема поддержания бурения в зоне стабильности. На графике снизу показан момент успешного снижения торсионной вибрации за счет увеличения вращения верхнего привода и снижения нагрузки на долото [4].

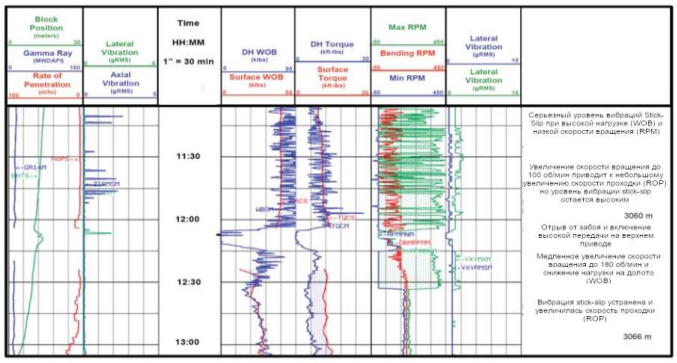


Рисунок 5. *Схема поддержания бурения в зоне стабильности*

Измерение вибрации в скважинном приборе «Инклинометр МГРИ» отвечает модуль вибрации, в котором установлено три акселерометра. Значения вибрации приводиться в значениях гравитации g, где 1g равно 9,81 м/с2, что является ускорением свободного падения. Модуль вибрации измеряет осевую, поперечную и торсионную вибрацию.

Выводы

Основной проблемой отказа телеметрического оборудования являются вибрации. Согласно статистике, непроизводительное время, вызванное действиями вибраций на бурильную колонну, составляет 25% от общего числа непроизводительного времени каждый год. В настоящее время в компаниях данная проблема является наиболее острой, так как участились случаи отказов оборудования по причине высоких вибраций. Создание инклинометра МГРИ, измеряющего три вида вибраций одновременно, поможет отслеживать момент увеличения нагрузок на бурильную установку и вовремя принять необходимые меры для предотвращения подлипания. В результате, это приведёт к увеличению эффективности добычи и увеличению срока службы приборов.

Благодарности

Выражаю благодарность сотрудникам Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) за помощь в развитии научного проекта: проректору по международной деятельности и региональному сотрудничеству Машковой Анастасии Михайловне. Заведующему кафедрой современных технологий бурения скважин, доктору технических наук, профессору Соловьёву Николаю Владимировичу. Преподавателям кафедры современных технологий бурения скважин Овезову Батыру Аннамухаммедовичу и Щербаковой Ксении Олеговне.

Библиография

1. Бадретдинов Т.В., Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Шарипов А.Н., Драган А.Ю., Ямалиев В.У. Снижение вибрационной нагрузки на породоразрушающий инструмент и элементы КНБК путем применения демпфирующего переводника // Бурение и нефть. 2017. № 7. С. 44–49.

2. Гуляев, Г.Ю. НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ [Текст] / Г.Ю. Гуляев// Современные аспекты регионального развития: сб. статей. – Иркутск, 2001. – С. 47-49. Гетало, И.В. Шоки и вибрации, действующие на компоновку нижней части бурильной колонны (КНБК). Методы их устранения во время бурения [Текст] / И.В. Гетало, И.И. Дровосекова, М.В. Истомина // Современные аспекты регионального развития: сб. статей. – Иркутск, 2001. – С. 47-49

3. Третьяк А.А. Влияние вибраций на прочностные свойства буровых коронок, армированных алмазно–твердосплавными пластинами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2016. № 10. С. 20–24.

4. Schlumberger: Телеметрия во время бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements/

Разработка системы, вкючающей мембраны из анионообменной смолы для превращения CO2 в CO. Создание биотоплива.

Шутко А.В.* (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, shutko.aleksandra.v@gmail.com), Машкова А.М. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, mashkovaam@mgri.ru),
Соловьев Н.В. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, solovyevnv@mgri.ru),
Щербакова К.О. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, sherbakovak@mgri.ru),
Овезов Б.А. (РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ovezovba@mgri.ru)

Аннотация

На данный момент все чаще в обществе ведутся дискуссии по поводу глобального потепления и его последствий. Из-за этой проблемы было внедрено новое понятие – декарбонизация. Политика декарбонизации – политика, направленная на снижение эмиссии диоксида углерода при антропогенном воздействии на окружающую среду.

Пути снижения выброса углекислого газа у государств различаются, однако основной принцип у всех один. Примером может послужить разница между государствами ЕС и Российской Федерацией. Европейский союз преследовал идею, связанную с полным переходом на зелёную энергетику, отказом от традиционных источников энергии. Это повлекло за собой печальные последствия: первостепенно, наступила нехватка ресурсов для промышленности, последующим негативным событием оказалась нехватка ресурсов для полноценного отопления населения. Причинами послужили непостоянность источников энергии и невозможность долгосрочного хранения энергии, выработанной благодаря альтернативным источникам.

Российская Федерация так же развивает политику декарбонизации, не отказываясь от традиционного топлива (в первую очередь газа). При нефтегазодобыче производятся мероприятия, предотвращающие активные выбросы [1].

Ключевые слова

Глобальное потепление, выбросы CO_2, утилизация, топливо, декарбонизация.

Теория

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается установка, которая включает в себя систему искусственного фотосинтеза, по восстановлению CO2 до CO под действием света и металлических катализаторов с выделением кислорода. Ключевым продуктом будет являться капсула, которая осуществляет процесс искусственного фотосинтеза на нефтегазодобывающих месторождениях. В изделие будет подаваться диоксид углерода, сепарируемый из попутного нефтяного газа, и капсула будет накапливать его в виде иона CO в анионообменной смоле (основной элемент мембраны).

Предполагается размещать капсулы, исходя из существующих технологий первичной переработки ПНГ. После проведения через систему сепарации и прохождение через компрессорные блоки, углекислый газ сжигают. Однако, предлагается рассмотреть вариант его переработки или утилизации.

Установка состоит из нескольких последовательно расположенных блоков, которые будут отвечать за определенный этап переработки попутного нефтяного газа.

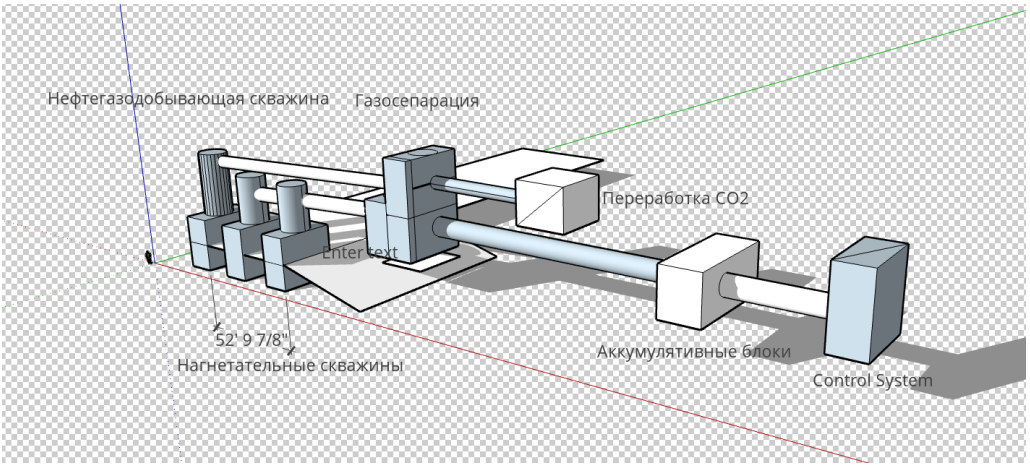


Рисунок 1. *Система по переработке ПНГ*

Первым этапом будет являться разделение ПНГ на базовые компоненты. Фракционирование ПНГ осуществляется на газовой установке путем нагрева смешанного потока и его обработки через серию мембранных установок. При фракционировании используются преимущества различных температур кипения различных мембран. Когда поток газа нагревается, самый легкий компонент газовой смеси (с самой низкой температурой кипения) сначала выкипает и отделяется. Верхний пар конденсируется, часть используется в качестве рефлюкса, а оставшаяся часть направляется на хранение продукта в отдельный блок, отвечающий за аккумулирование ценных газовых составляющих. Более тяжелая жидкая смесь в нижней части первой колонны направляется далее, сквозь следующую мембрану, где процесс повторяется, и в качестве продукта отделяется другой компонент газовой смеси. Этот процесс повторяется до тех пор, пока ПНГ не будет разделен на отдельные компоненты и не распределен по местам хранения ценных углеводородов. Таким образом, сорбция углеводородов в полимерную матрицу направляется соотношением температур кипения отделяемых компонентов.

После разделения ПНГ на несколько составляющих, ценные компоненты отправляются на хранение в специально отведенные для этого блоки, а CO2 направляется либо в нагнетательные скважины, где под идентичным пластовому давлением подается газ для повышения нефтеотдачи, либо направляется в блок по переработке углекислого газа и производству собственного биотоплива. Все напрямую зависит от геологических условий и нефтеотдачи пласта.

В случае, если закачка в нагнетательные скважины не требуется, диоксид углерода пропускают сквозь капсулу с мембраной и металлическими катализаторами.

Капсула имеет цилиндрическую форму, в нее внедрено несколько мембран, которые состоят и HFM материала, анионообменной смолы и катализаторов. HFM материал является связующим и вмещающим материалом. Помимо вышеперечисленных компонентов для направления и ускорения реакции требуется постоянная подача воды для смачивания мембраны.

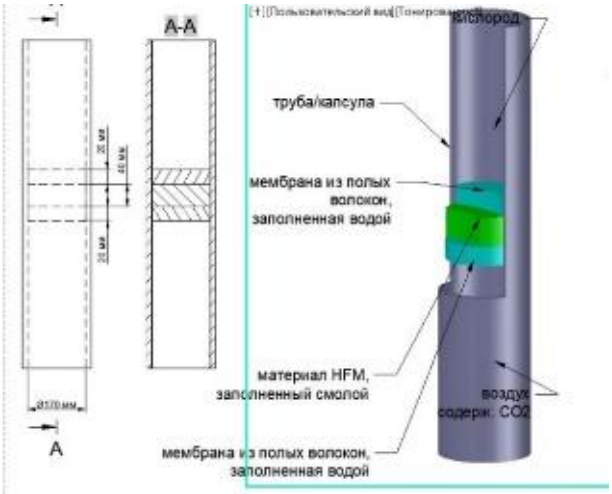


Рисунок 3. *Капсула по переработке CO2*

Основные технические параметры, определяющие количественные, качественные и стоимостные характеристики продукции (в сопоставлении с существующими аналогами, в т.ч. мировыми):

Специальная мембрана из анионообменной смолы, которая при смачивании будет подавать CO2 в сторону реакции и превращать CO2 в CO.

Основные технические характеристики разработки:

1. Ожидаемый КПД процесса искусственного фотосинтеза - 14%.

2. Переработка CO2 в сутки - 0,4 т.

3. Эффективность в 5 раз выше, чем фотосинтеза растений.

4. Снижение концентрации CO2 в сутки на 10% на территории в радиусе 100 метров

при площадных условиях размером 1,7×0,2 метра.

При этом, принимая форму капсулы, мембрана будет оснащена необходимым количеством металлических катализаторов, ускоряющих реакцию, доводя реакцию до частоты оборота 58,3 в секунду. Катализаторы должны быть в виде сплава из следующих металлов: молибден, вольфрам, ванадий, ниобий и тантал - вместе с серой в качестве халькогена.

В системе присутствует блок с контролирующей системой. При повышении концентрации природного или угарного газа до уровня порога соответствующий сигнализатор загазованности выдает световой и звуковой сигналы и электрический сигнал в линию связи. В системах САКЗ-МК-2, САКЗ-МК-3 этот сигнал через цепочку сигнализаторов поступает на блок сигнализации и управления БСУ или БСУ-К, который также осуществляет световую индикацию (БСУ-К включает звуковую сигнализацию), срабатывает сигнализация порога, по этому сигналу БСУ (в модификации

Для каждого газа подбираются свои датчики. Данная система поможет контролировать степень заполненности аккумулятивных блоков, степень изношенности анионообменных мембран, так же сможет определять уровень содержания газов в системе.

Выводы

Исходя из всей статьи, стоит понимать, что проблема экологии будет затрагивать наше общество еще огромное количество лет. При этом, стоит отметить, что проблемы и их последствия, которые могут стать необратимыми, необходимо решать уже сейчас. Данная разработка нацелена на сдерживание и сохранение современной экологической ситуации и является довольно актуальной и важной не только в нефтегазовой сфере. Технологию переработки углекислого газа в последующем будет возможно применять повсеместно.

Библиография

1. Меры по борьбе с изменением климата [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/, свободный (дата обращения: 12.01.2022)

2. Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и/или рассеивании попутного нефтяного газа: постановление Правительства Рос. Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148 // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 2012. – № 1148. – Ст. 16.3. п. 13.

3. Росэкспертиза Проблемы использования попутного нефтяного газа в России [Электронный ресурс] Режим доступа: http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/, свободный (дата обращения: 02.02.2022)

4. Сведения о загрязнении атмосферы [Электронный ресурс] // Global Carbon Atlas – Режим доступа: http://www.globalcarbonatlas.org/ru/CO2-emissions, свободный (дата обращения: 03.01.2022)

5. Сланцевые углеводороды, технологии добычи, экологические угрозы", В.В. Тетельмин, В.А.Язев, А.А. Соловьев, Долгопрудный: Издательский Дом "ИНТЕЛЛЕКТ", 2014. - 296 с.Глава 9 п. 9.6 на стр.256

References

1. Mery po bor'be s izmeneniem klimata. URL: https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/

2. Ob osobennostjah ischislenija platy za negativnoe vozdejstvie na okruzhajushhuju sredu pri vybrosah v atmosfernyj vozduh zagrjaznjajushhih veshhestv, obrazuju-shhihsja pri szhiganii na fakel'nyh ustanovkah i/ili rasseivanii poputnogo neftjanogo gaza: postanovlenie Pravitel'stva Ros. Federacii ot 8 nojabrja 2012 g. № 1148 // Sobr. zakonodatel'stva Ros. Federacii. – 2012. – № 1148. – St. 16.3. p. 13.

3. Rosjekspertiza. Problemy ispol'zovanija poputnogo neftjanogo gaza v Rossii. URL: http://rostehexpertiza.ru/analytics/png/

4. Svedenija o zagrjaznenii atmosfery // Global Carbon Atlas. URL: http://www.globalcarbonatlas.org/ru/CO2-emissions

5. Tetel'min V.V., Jazev V.A., Solov'ev A.A. Slancevye uglevodorody, tehnologii dobychi, jekologicheskie ugrozy // Izdatel'skij Dom "INTELLEKT". 2014. - 296 s.Glava 9 p. 9.6 na str.256